

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего профессионального образования
«Пермский национальный исследовательский
политехнический университет»

А.П. Предеин

**ОСЛОЖНЕНИЯ И АВАРИИ
ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

*Утверждено
Редакционно-издательским советом
университета в качестве учебного пособия*

Издательство
Пермского национального исследовательского
политехнического университета
2014

УДК 622.248(075.8)

П71

Рецензенты:

канд. техн. наук, доцент *Л.Н. Долгих*
(Пермский национальный исследовательский
политехнический университет)
канд. техн. наук *С.Е. Ильясов*
(филиал ООО «ЛУКОЙЛ – Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г. Перми)

Предеин, А.П.

П71 Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие / А.П. Предеин. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2014. – 381 с.

ISBN 978-5-398-01353-5

Состоит из 4 разделов и содержит описание причин и видов осложнений и аварий, возникающих в процессе бурения нефтегазовых скважин, мероприятий по их предупреждению и ликвидации.

Составлено с учетом действующих нормативных документов и ГОСТов, содержит справочную информацию, изложено доступным для студентов языком, хорошо иллюстрировано.

Предназначено для студентов, обучающихся по направлению 131000 «Нефтегазовое дело».

ISBN 978-5-398-01353-5

© ПНИПУ, 2014

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ, ПРИНЯТЫЕ В УЧЕБНОМ ПОСОБИИ

- D_c – диаметр скважины, м;
 D_n – наружный диаметр труб, м;
 D_d – диаметр долота, м;
 E – модуль продольной упругости (модуль Юнга), Н/см²;
 g – ускорение свободного падения (9,81 м/с²);
 F – площадь поперечного сечения тела трубы, м²;
 $H_{пг}$ – глубина залегания поглощающего горизонта, м;
 $H_{ф}$ – высота флюида в затрубном пространстве, м;
 $h_{пг}$ – мощность поглощающего горизонта, м;
 $h_{ст}$ – статический уровень жидкости в скважине, м;
 h_d – динамический уровень жидкости в скважине, м;
 $K_{пс}$ – коэффициент поглощающей способности;
 k – проницаемость пористой среды, мД;
 $K_{эп}$ – коэффициент эффективной пористости пласта, %;
 Δl – абсолютное удлинение образца горной породы, м;
 P_g – горное давление, МПа;
 $P_б$ – боковое горное давление, МПа;
 $P_{пор}$ – поровое давление, МПа;
 $P_{ст}$ – гидростатическое давление, МПа;
 $P_{геост}$ – геостатическое давление, МПа;
 $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;
 $P_{гд}$ – гидродинамическое давление, МПа;
 $P_{грп}$ – давление гидроразрыва горных пород, МПа;
 $P_{тр}$ – потери давления по длине в трубах, МПа;
 $P_{кп}$ – потери давления по длине в кольцевом пространстве, МПа;
 P_y – давление на устье скважины, МПа;
 ΔP_y – дополнительное давление на устье скважины при глушении скважины, МПа;
 $P_{заб}$ – забойное давление, МПа;
 $P_{т\text{ изб}}$ – избыточное давление в бурильной колонне, МПа;
 $P_{к\text{ изб}}$ – избыточное давление в кольцевом пространстве, МПа;

P_d – допустимая нагрузка на бурильную или обсадную колонну, МПа;

$P_{гс}$ – потери давления на гидравлические сопротивления, МПа;

P_o – относительное давление в скважине (коэффициент аномальности);

ε – относительная продольная деформация;

ε_l – относительная поперечная деформация;

λ_y – коэффициент бокового распора упругих горных пород;

$\lambda_{тр}$ – коэффициент гидравлических сопротивлений в трубах;

$\lambda_{кп}$ – коэффициент гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве;

μ – коэффициент Пуассона для горных пород;

$\rho_{ж}$ – плотность промывочной жидкости, кг/м³;

ρ_r – плотность горной породы, кг/м³;

$\rho_{ф}$ – плотность флюида, кг/м³;

σ – нормальное напряжение, МПа;

σ_t – нормальное напряжение до предела текучести, МПа;

σ_y – напряжение, ведущее к деформации породы, МПа.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АНПД – аномально низкое пластовое давление;
АВПД – аномально высокое пластовое давление;
АКБ – автоматический буровой ключ;
БК – бурильная колонна;
БМ – блок манифольда;
БР – буровой раствор;
БСС – быстросхватывающаяся смесь;
ГИВ – гидравлический индикатор веса;
ГИС – гидроимпульсный способ ликвидации прихвата;
ГНВП – газонефтеводопроявление;
ГРП – гидравлический разрыв пласта;
ГТН – геолого-технический наряд;
ДНС – динамическое напряжение сдвига;
КМЦ – карбоксиметилцеллюлоза;
КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
НКТ – насосно-компрессорные трубы;
ОЗЦ – ожидание затвердения цемента;
ОК – обсадная колонна;
ПАВ – поверхностно-активные вещества;
ПВО – противовыбросовое оборудование;
ПЖ – промывочные жидкости;
ПКР – пневматический клиновой захват;
СГ – смесь гудронов;
СЖК – синтетические жирные кислоты;
СНС – статическое напряжение сдвига;
СМАД – смазочная добавка;
СПО – спуско-подъемные операции;
ТДШ – торпеда из детонирующего шнура;
ТС – тампонажная смесь;
УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
ИТР – инженерно-технические работники.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	12
1. Вопросы технологии бурения скважин в осложненных условиях	14
1.1. Горно-геологические условия бурения	14
1.2. Физико-механические свойства горных пород	14
1.3. Напряженное состояние горных пород	23
1.3.1. Горное и пластовое давление	23
1.3.2. Понятие о поровом (пластовом) давлении	24
1.3.3. Термические условия проводки скважин	25
2. Осложнения при строительстве нефтяных и газовых скважин	26
2.1. Поглощение буровых и тампонажных растворов при бурении и креплении скважин	27
2.1.1. Факторы, влияющие на появление поглощений промывочной жидкости	29
2.1.2. Физико-геологическая сущность гидравлического разрыва пласта	35
2.1.3. Признаки поглощения	38
2.1.4. Геофизические методы исследования скважин	40
2.1.5. Статический и динамический уровни жидкости в скважине	42
2.1.6. Гидродинамические исследования поглощающих пластов	43
2.1.7. Относительное давление в системе скважина – пласт	47
2.1.8. Классификация зон поглощения	48
2.1.9. Предупреждение поглощений	52
2.1.10. Бурение скважин с промывкой аэрированными буровыми растворами	60
2.1.11. Характеристика наполнителей	67
2.1.12. Рекомендации по применению отдельных типов и комплексов наполнителей для ликвидации поглощений различной интенсивности. Подбор наполнителей в комплексы	80

2.1.13. Профилактические мероприятия по предупреждению возникновения поглощения бурового раствора с применением наполнителей	83
2.1.14. Рекомендации по технологии бурения при вскрытии и прохождении поглощающих горизонтов	85
2.1.15. Способы намыва (доставки) наполнителей в зону поглощения	87
2.1.16. Установка мостов	89
2.1.17. Тампонажные смеси и пасты для изоляции зон поглощений	91
2.1.18. Свойства тампонажных смесей	92
2.1.19. Виды тампонажных смесей и их рецептуры. Смеси на основе тампонажных цементов	96
2.1.20. Тампонажные растворы на основе полимеров	108
2.1.21. Тампонажные пасты	111
2.1.22. Способы доставки изоляционных смесей в зону поглощения	113
2.1.23. Применение перекрывающих устройств	124
2.1.24. Изоляция зон поглощения с помощью взрыва	127
2.2. Осложнения, связанные с нарушением устойчивости стенки скважины	128
2.2.1. Осыпи и обвалы горных пород	134
2.2.2. Мероприятия по повышению устойчивости стенки скважины	137
2.2.3. Профилактические мероприятия по предупреждению набухания горных пород	140
2.2.4. Желобообразование	141
3. Аварийность в бурении	147
3.1. Понятие об аварии	147
3.2. Классификация аварий	148
3.3. Факторы, влияющие на возникновение аварий	150
3.4. Виды аварий	152
3.4.1. Аварии с элементами бурильной колонны	152

3.4.2. Виды поломок и разрушений бурильных труб	
и элементов бурильной колонны	154
3.4.3. Падение бурильной колонны	162
3.4.4. Предупреждение аварий с элементами бурильной	
колонны	166
3.4.5. Поломка ведущих и утяжеленных бурильных труб	168
3.4.6. Аварии с бурильными трубами	
из легких сплавов	169
3.4.7. Аварии при креплении скважин	170
3.4.8. Мероприятия по предупреждению аварий	
с обсадной колонной и ее элементами	174
3.4.9. Предупреждение аварий при спуске	
обсадных колонн	181
3.4.10. Предупреждение аварий при цементировании	
обсадных колонн	182
3.4.11. Ликвидация аварий с обсадной колонной	183
3.4.12. Аварии с забойными двигателями	187
3.4.13. Ликвидация аварий с забойными двигателями	190
3.4.14. Профилактические мероприятия по предотвращению	
аварий с забойными двигателями	191
3.4.15. Аварии при проведении геофизических работ	192
3.4.16. Методы ликвидации аварий	193
3.4.17. Разрушение и падение буровых вышек	199
3.4.18. Аварии с долотами	200
3.4.19. Способы рациональной отработки долот	205
3.4.20. Прихваты бурильных и обсадных колонн	207
3.4.21. Методы ликвидации прихватов	222
3.4.22. Отвинчивание бурильной колонны	
в намеченном месте	232
3.4.23. Установка жидкостных ванн	233
3.4.24. Ликвидация прихватов бурильной колонны	
обуриванием	238
3.5. Причины осложнений и их виды	
при бурении скважин в солях	240

3.6. Особенности строительства скважин в условиях сероводородной агрессии	249
3.7. Осложнения, связанные с самопроизвольным искривлением ствола скважины	254
3.8. Газонефтеводопроявления	258
3.8.1. Условия возникновения газонефтеводопроявлений.....	266
3.8.2. Определение забойного давления.....	267
3.8.3. Причины снижения забойного давления	270
3.8.4. Поведение газа в бурящейся скважине.	
Уравнение состояния газа	270
3.8.5. Инверсия давления при газопроявлениях.....	272
3.8.6. Газопроявления при креплении скважин.....	275
3.8.7. Методы и признаки обнаружения газонефтеводопроявлений.....	279
3.8.8. Раннее обнаружение газонефтеводопроявлений	285
3.8.9. Ликвидация газонефтеводопроявлений	288
3.8.10. Глушение газонефтеводопроявлений при нахождении долота на забое (проявление обнаружено при углублении скважины).....	293
3.8.11. Глушение газонефтеводопроявлений, возникших во время спуско-подъемных операций	298
3.8.12. Мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявлений.....	304
3.8.13. Технологические особенности ликвидации газонефтеводопроявлений.....	308
3.8.14. Открытые (аварийные) фонтаны. Их классификация	313
3.8.15. Предупреждение газопроявлений при бурении скважин	317
3.8.16. Выбор метода ликвидации фонтанов	319
4. Ловильные работы в бурящихся скважинах	332
4.1. Требования к ловильному инструменту	333

4.2. Основные виды ловильного инструмента	
и приспособлений	338
4.2.1. Метчик ловильный нарезной типа МЛ	338
4.2.2. Колокол ловильный гладкий	339
4.2.3. Колокол ловильный нарезной	340
4.2.4. Овершот	342
4.2.5. Труболовка наружная освобождающаяся	
короткая	342
4.2.6. Удочка ловильная для кабеля внутренняя	344
4.2.7. Удочка шарнирная	345
4.2.8. Универсальный ловитель	346
4.2.9. Фрезеры забойные типа ФЗ	347
4.2.10. Шламометаллоуловители типа ШМУ	348
4.2.11. Фрезеры кольцевые	348
4.2.12. Магнитный фрезер-ловитель типа ФМ, ФЛМ	349
4.2.13. Устройства очищающие типа УОЗС и УОЗ1	350
4.2.14. Гидравлический ударный механизм типа ГУМ	
и ГУМД	350
4.2.15. Яссы гидромеханические типа ГМ и компенсаторы	
механические типа КМ	351
4.2.16. Волновой ударный механизм типа ВУМП	351
4.2.17. Универсальная печать типа ПУ-2	352
4.2.18. Трубный паук	352
4.2.19. Труборезка	353
4.2.20. Основные типы торпед	353
4.3. Основные приемы производства ловильных работ	355
4.3.1. Торпедирование инструмента	359
4.3.2. Фрезерование и отвинчивание инструмента	
левыми трубами	360
4.3.3. Ловильные работы в кавернах	361
5. Практические расчеты при бурении скважин в осложненных	
условиях и при ликвидации аварий	362
Пример № 1	362
Пример № 2	363

Пример № 3	364
Пример № 4	364
Пример № 5	365
Пример № 6	366
Пример № 7	366
Пример № 8	367
Пример № 9	367
Пример № 10	369
Пример № 11	371
6. Некоторые справочные материалы и данные для практических расчетов	374
Список литературы.....	378

ВВЕДЕНИЕ

Проводка глубоких скважин обусловлена неопределенностью информации о горно-геологических условиях бурения, включающих необходимые с позиции бурения сведения о горных породах и флюидах в их естественном состоянии. Сведения о горно-геологических условиях бурения накапливаются и формируются постепенно.

Бурение первых разведочных скважин на площади, которая признана перспективной для поиска нефти и газа на базе геофизических изысканий, структурно-поискового бурения, проводят в условиях предположительной информации о геологическом разрезе. Степень надежности информации возрастает по мере увеличения количества пробуренных скважин, уровня проведенных в них исследований и качества обработки полученных данных. И, как правило, убывает с увеличением глубины залегания горных пород.

Исходя из этого даже при достаточно высоком уровне технологии бурения могут возникнуть непредвиденные ситуации, когда в какой-то части геологического разреза его фактические характеристики не соответствуют техническим регламентам проекта, что вызывает так называемое осложнение, т.е. нарушение нормального процесса строительства скважин.

Осложнения в бурении могут усугубляться организационными причинами: низким уровнем технологии, недостаточным и несвоевременным обеспечением качественными инструментами и материалами, низкой квалификацией и исполнительской дисциплиной оператора буровой бригады.

Осложнения заметно снижают темпы строительства скважины и увеличивают ее стоимость.

С увеличением глубины скважин, ростом объемов бурения в сложных климатических условиях Крайнего Севера, Арктического шельфа, Прикаспия будут расти требования к результативности методов предупреждения и ликвидации осложнений.

В структуре баланса времени бурения скважин осложнения выделены в отдельную статью. Затраты времени на ликвидацию осложнений в отдельных районах различны и могут достигать десятки часов на тысячу метров проходки. Затраты на ликвидацию осложнений геологического характера оплачивает заказчик на основании исполнительных сметных расчетов, представленных подрядчиком – буровым предприятием.

1. ВОПРОСЫ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

1.1. Горно-геологические условия бурения

Горно-геологические условия дают информацию о составе, строении и физико-механических свойствах горных пород и пластовых флюидов по разрезу скважины. Под горно-геологическими условиями понимают:

- стратиграфический разрез скважины с указанием глубины залегания каждого стратиграфического подразделения, азимута и угла падения пласта по подошве;
- тектоническую характеристику разреза;
- физико-механические свойства пород;
- состав и свойства пластовых флюидов;
- баротермические условия по разрезу скважины;
- интервалы возможных осложнений.

1.2. Физико-механические свойства горных пород

Плотность горной породы ρ_r (кг/м^3) – масса единицы объема твердой фазы минерала или породы (табл. 1):

$$\rho_r = \frac{m}{\left(1 - \frac{V_1}{V_2}\right) V_2},$$

где m – масса образца породы в сухом виде, кг;

V_1 – объем пустот и пор в горной породе, м^3 ;

V_2 – общий объем породы, м^3 .

Объемная масса горных пород ρ (кг/м^3) – масса единицы объема сухой породы при данной пористости в ее естественном состоянии.

Таблица 1

Значения плотности некоторых горных пород

№ п/п	Горная порода	Плотность (кг/м ³)
1	Алевриты	2650–2730
2	Ангидриды	2300–2400
3	Аргиллиты	2600–2780
4	Гипсы	2200–2300
5	Глинистые сланцы	2800–3000
6	Глины	2620–2750
7	Доломит	2750–2880
8	Известняки	2700–2740
9	Пески	2640–2660
10	Песчаники	2600–2800
11	Соль каменная	2120–2220

Прочность – это способность горной породы противостоять разрушению от действия внешних сил. Прочность горной породы характеризуется величиной предельных напряжений, которые могут быть созданы в опасном сечении. Прочность на одноосное сжатие $\sigma_{сж}$ (МПа, кг/см²) – напряжение, при котором горная порода начинает разрушаться, существенно зависит от минералогического и петрографического состава породы. От величин $\sigma_{сж}$ зависит энергия, расходуемая на разрушение породы.

Твердость – способность горной породы оказывать сопротивление проникновению в него другого тела. Мерой твердости горных пород является величина контактного давления, при которой напряжения достигают пределов текучести.

В горном деле под **абразивностью горных пород** понимают их способность изнашивать контактирующий с ними породоразрушающий инструмент.

Под изнашиванием понимается изменение формы и размеров инструмента или детали в процессе контакта с горной породой. В результате изнашивания отделяются частицы твердого тела – происходит износ.

В технике используется два показателя изнашивания:

- скорость изнашивания – износ в единицу времени:

$$a = \frac{w}{t},$$

где w – степень износа, в любых единицах;

t – время контакта твердых тел;

- интенсивность износа – износ, приходящийся на единицу работы трения.

Показатели изнашивания зависят от большого числа факторов:

- свойств среды, в которой происходит изнашивание;
- свойств трущихся поверхностей (шероховатость, соотношение твердостей контактирующих тел);
- режима трения.

Среда характеризуется смазывающей и охлаждающей способностями. Породоразрушающие инструменты, элементы буровой колонны, забойные двигатели работают в воде и водных растворах, в средах углеводородных жидкостей, в различных видах эмульсий.

Абразивность зависит от минералогического состава и строения горной породы. Отмечается тенденция увеличения абразивности с ростом микротвердости породообразующих минералов.

Под **деформированием горной породы** понимается процесс изменения размеров или формы ее образца под действием внешних сил.

Деформация – это относительная величина изменения размеров или формы тела.

Горные породы способны деформироваться в пределах упругости и иметь пластические (остаточные) деформации.

Обратимой (упругой) деформация называется, если при снятии внешних сил (нагрузок) размеры и форма образца горной породы полностью восстанавливаются.

Необратимой (пластической) деформация называется, если при снятии внешних сил форма и размеры образца горной породы не восстанавливаются.

Упругостью горной породы называется ее способность изменять формы и объем под действием внешних сил (нагрузок) и полностью восстанавливать первоначальное состояние после устранения воздействия.

Пластичностью горной породы называется ее способность изменять форму и объем под воздействием внешних сил и сохранять состояние деформации после устранения воздействия.

Горные породы, которые при нагружении могут одновременно проявлять упругую и пластическую деформации, также являются идеально упругими или пластическими телами. Минералы деформируются в большинстве случаев как упругохрупкие тела: их разрушение характеризуется моментом, когда напряжение достигнет предела упругости.

Модуль продольной упругости E (модуль Юнга), Н/см^2 , характеризует упругие свойства пород, т.е. сопротивляемость твердого тела упругой деформации при сжатии или растяжении, и является отношением нормального напряжения σ к соответствующему относительному удлинению (или упрочнению) ε при одноосном растяжении (или сжатии):

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} = \frac{\sigma}{\Delta l / l},$$

где l – первоначальная длина твердого тела;

Δl – абсолютное удлинение при растяжении или абсолютное упрочнение при сжатии;

ε – относительная продольная деформация, безразмерная величина.

Чем выше значение E , тем большее сопротивление порода оказывает в процессе бурения и тем лучше она разрушается ударными нагрузками.

Для стали E изменяется от $2 \cdot 10^7$ до $2,2 \cdot 10^7$ Н/см^2 , для дерева $E = 10^6$ Н/см^2 , для горных пород E изменяется от 10^5 до 10^7 Н/см^2 . При определении твердости породы по Л.А. Шрейнеру (штампе) по величине деформации образца можно определить величину модуля продольной упругости по формуле

$$E = \frac{\rho_m (1 - \mu^2)}{d \varepsilon},$$

где ρ_m – нагрузка для какой-либо точки экспериментальной кривой в упругой области, Н;

ε – соответствующая деформация образца породы, см;

μ – коэффициент Пуассона;

d – диаметр опорной поверхности штампа, см.

Коэффициент поперечной деформации (коэффициент Пуассона) является отношением относительной поперечной деформации ε_1 и относительной продольной деформации ε при растяжении или сжатии

$$\mu = \varepsilon_1 / \varepsilon.$$

Значение величины коэффициента Пуассона μ необходимо при определении коэффициента бокового распора для различных горных пород, определения модуля продольной и поперечной упругости и др.

Коэффициент Пуассона μ для различных твердых тел изменяется от 0 до 0,5; для стали от 0,25 до 0,33; каучука 0,47; для горных пород от 0,10 до 0,45 (табл. 2).

Таблица 2

Значения коэффициента Пуассона для различных пород

№ п/п	Горные породы	Коэффициент Пуассона μ
1	Сланцы глинистые	0,10–0,20
2	Глины плотные	0,25–0,35
3	Граниты	0,26–0,29
4	Известняки	0,28–0,33
5	Песчаники	0,30–0,35
6	Каменная соль	0,44

Жесткостью горной породы называется отношение нагрузки P , действующей на пуансон при его вдавливании, к деформации δ породы, которая вызвана этой нагрузкой:

$$\varsigma = \frac{P}{\delta}.$$

Разрушение – разрыв связей в образце горной породы. Разрушение называется *хрупким*, если необратимая деформация, предшествующая разрушению, практически отсутствует. Пластическое разрушение характеризуется значительной пластической деформацией, предшествующей разрушению.

Анизотропия горной породы – это различные значения физических свойств (прочности, твердости, проницаемости и т.д.) горной породы по различным направлениям.

Пористость горных пород. Под пористостью горной породы понимают наличие в ней пустот (каверн, пор, трещин), не заполненных твердым веществом. Пористость определяет способность горной породы вмещать в себя жидкости, газы и их смеси.

Породы обычно характеризуются пористостью и коэффициентом пористости.

Коэффициент пористости – отношение объема пор образца породы к видимому объему образца:

$$m = \frac{V_{\text{п}}}{V_{\text{о}}},$$

где m – коэффициент пористости;

$V_{\text{п}}$ – объем пор образца породы;

$V_{\text{о}}$ – объем образца породы.

Пористостью называется отношение объема пор образца породы к объему образца, выраженное в процентах:

$$m_1 = \frac{V_{\text{п}}}{V_{\text{о}}} \cdot 100 \, \%.$$

Открытая пористость – отношение объема связанных (неизолированных) между собой пор, по которым могут передвигаться жидкости и газы к объему образца:

$$П_o = \frac{V_{o.п}}{V_o} \cdot 100 \%,$$

где $П_o$ – открытая (эффективная) пористость;

$V_{o.п}$ – объем открытых (сообщающихся между собой) пор;

V_o – объем образца.

Пористость зависит от формы и размера зерен, степени их уплотнения и неоднородности (табл. 3).

Таблица 3

Значения пористости некоторых горных пород

№ п/п	Горная порода	Пористость (%)
1	Глины	6,0–50,0
2	Глинистые сланцы	0,5–1,4
3	Пески	6,0–52,0
4	Песчаники	3,5–29,0
5	Известняки, доломиты	0,5–35,0

С увеличением глубины залегания горных пород их пористость в большинстве случаев снижается. Причина – рост горного давления.

Карбонатные породы характеризуются наличием трещин и оцениваются коэффициентом трещиноватости.

Гранулометрический состав – характеристика горной породы, от которой во многом зависят такие свойства, как пористость, проницаемость, удельная поверхность, капиллярные свойства, а также количество остающейся в пласте нефти в виде пленок, покрывающих поверхность зерен. Гранулометрический состав – это количественное содержание в горной породе разных по размеру зерен (в % для каждой фракции).

Проницаемость горных пород является важнейшим параметром, характеризующим коллекторские свойства горных пород. Этот параметр широко используется в понимании механизма поглощения промывочных и тампонажных жидкостей при бурении и креплении скважин. Проницаемостью горной породы называется

способность породы пропускать под действием градиента давлений пластовые флюиды (жидкости, газы и газожидкостные смеси). Большинство осадочных пород (кроме каменной соли, глин, аргиллитов) проницаемы. К хорошо проницаемым породам относятся рыхлые песчаники, пески, кавернозные и трещиноватые известняки. Слабо проницаемые породы – глины, гипсы, сланцы, ангидриты, глинистые известняки.

Пористые и трещиноватые породы, которые проницаемы для жидкостей и газов и способные их вмещать, называются **коллекторами**.

Проницаемость горной породы зависит от гранулометрического состава и сплошности.

Сплошность горной породы характеризует ее структурное состояние исходя из степени пригодности трещин, пор, поверхностей контакта зерен для передачи внутрь породы давления внешней среды – жидкости или газа. Сплошность оценивается по шкале из четырех категорий:

1-я – в поры и трещины горной породы проникает глинистый раствор;

2-я – в поры и трещины горной породы может проникать жидкость и твердые частицы;

3-я – по порам и трещинам горной породы передается давление маловязкой жидкости;

4-я – внешнее гидравлическое давление через горную породу не передается.

Различают абсолютную, фазовую и относительную проницаемость.

Абсолютная проницаемость – проницаемость пористой среды, заполненной одной фазой, нейтральной к пористой среде. Она зависит от размера и структуры поровых каналов, но не зависит от насыщающего флюида, характеризует физические свойства породы.

Абсолютная проницаемость определяется по закону Дарси:

$$g_{\phi} = \frac{k \Delta P}{\eta L} F,$$

где g_{ϕ} – объемный расход флюида, м³/с;

k – проницаемость пористой среды, мД;

η – динамическая вязкость флюида, Па·с;

ΔP – перепад давления, Па;

L – длина образца пористой среды, м;

F – площадь фильтрации, м².

Тогда значение проницаемости $k = \eta \frac{g_{\phi} L}{\Delta P F}$.

Единица проницаемости – Дарси – соответствует проницаемости такой горной породы, через поперечное сечение которой, равное 1 см², при перепаде давления в 1 атм на протяжении 1 см проходит 1 см³ жидкости, вязкость которой 1 сП.

Проницаемость пород, являющихся коллекторами, выражают в миллидарси – мД (1 Д = 1000 мД).

Природные коллекторы содержат не только нефть и газ, но также и различные пластовые воды. При движении флюидов, не смешивающихся между собой, в пласте проницаемость для каждого из флюидов меньше, чем абсолютная проницаемость породы.

Фазовая (эффективная) проницаемость – проницаемость породы для отдельно взятого флюида при наличии в ней многофазных. Фазовая проницаемость зависит от количественного содержания флюидов в пласте и их физико-химических свойств. С практической точки большое значение имеет относительная фазовая проницаемость.

Относительная фазовая проницаемость – отношение эффективной проницаемости к абсолютной:

$$k_o = \frac{k_{\phi}}{k_{\text{абсл}}}.$$

1.3. Напряженное состояние горных пород

1.3.1. Горное и пластовое давление

Горные породы в массиве находятся в сложном напряженном состоянии, создаваемом весом вышележащих горных пород и пластовым давлением насыщающих их флюидов. Средние напряжения в горных породах называются горным давлением, которое определяется геостатическим давлением $P_{\text{геост}}$ и боковым давлением P_6 . Геостатическое давление определяется формулой

$$P_{\text{геост}} = \rho gh,$$

где ρ – средневзвешанная плотность вышележащих горных пород;

g – ускорение свободного падения;

h – глубина точки определения геостатического давления.

Боковое давление пропорционально геостатическому:

$$P_6 = \lambda_y P_{\text{геост}},$$

где λ_y – коэффициент бокового распора горной породы.

В упругих горных породах

$$\lambda_y = \frac{\mu}{1 - \mu},$$

где μ – коэффициент Пуансона горной породы.

Горные породы не являются идеально упругими, в них в разной степени проявляется вязкость, которая обуславливает такие процессы, как релаксация напряжений и ползучесть.

Релаксация напряжений – постепенное уменьшение (снятие) напряжений в горной породе при постоянной ее деформации. Проявляется при длительном воздействии нагрузки на породу, не превышающей предела упругости. При этом сначала произойдет упругая деформация. При длительном воздействии этой нагрузки упругая деформация полностью переходит в пластическую и напряжение в породе по мере роста пластической деформации уменьшается. При снятии нагрузки первоначальная форма образца не восстанавливается. Время, в течение которого напряжение в породе уменьшается в n раз, называется *периодом релаксации*. Для большинства горных пород этот период очень велик, поэтому кратковременные на-

пряжения в пределах упругости не вызывают явления текучести, т.е. порода ведет себя как упругое тело. Если время действия напряжений сопоставимо с периодом релаксации – порода приобретает пластические свойства. При увеличении продолжительности действия нагрузки прочность породы постепенно уменьшается, приближаясь к значению, называемому *пределом длительной прочности*. Обычно величина предела длительной прочности составляет 50–80 % от прочности породы при кратковременном нагружении.

1.3.2. Понятие о поровом (пластовом) давлении

Поровое давление – это давление, оказываемое флюидами, содержащимися в породе внутри пор и трещин.

Различие между пластовым и поровым давлением определяется характером пород, содержащих в порах флюиды. В коллекторах (проницаемых породах) давление флюида называют пластовым, в непроницаемых – поровым.

Для пористой породы значения геостатического и порового давления связаны между собой следующей зависимостью:

$$P_{\text{геост}} = \sigma_y + P_{\text{пор}},$$

где $P_{\text{геост}}$ – геостатическое давление;

$P_{\text{пор}}$ – поровое давление;

σ_y – напряжение, ведущее к деформации породы.

Выделяют нормальное и аномальное давление пластовых флюидов. Пластовое давление (МПа) считают условно нормальным, когда оно равно гидростатическому напору воды (град. пл. давл. = 0,01 МПа/м):

$$P_{\text{пл}} = 0,01h.$$

Аномальное пластовое давление характеризуется отклонением от нормального в любую сторону.

Значения аномально низкого (АНПД) и аномально высокого (АВПД) пластового давления могут зависеть от ряда геологических факторов.

Причины образования АНПД:

- частичная разгрузка горного давления, что приводит к увеличению порового пространства;
- большая альтитуда устья скважины, превышающая уровень грунтовых вод;
- некомпенсированный отбор флюида из пласта при эксплуатации скважины.

Причины образования АВПД:

- процессы диагенеза – образование новых минералов, имеющих больший объем, вследствие чего повышаются напряжения в скелете породы, часть из которых воспринимается флюидом;
- высокий уровень грунтовых вод по сравнению с альтитудой устья;
- наличие гидравлической связи с глубоко залегающими пластами, имеющими повышенное давление;
- пласты с АВПД являются гидравлически закрытой системой.

Наиболее точный способ оценки пластового давления пород состоит в испытании скважины на приток с измерением забойного давления при помощи глубинных манометров.

1.3.3. Термические условия проводки скважин

Температура горных пород определяется в основном притоком тепла из недр земли. Суточные колебания температуры затухают примерно на глубине около 1,5 м, а годовые на глубине 25–30 м. На этой глубине расположен уровень постоянной температуры, соответствующий среднегодовой температуре данной местности. Глубже (за исключением зон залегания многолетнемерзлых пород) повсеместно наблюдается повышение температуры. Геостатический градиент – повышение температуры на единицу глубины:

$$\Gamma_r = (T_2 - T_1) \cdot (Z_2 - Z_1), \quad \Gamma_{cp} = 0,03 \text{ К/м},$$

где T_1, T_2 – температуры, соответствующие глубинам Z_2, Z_1 .

Геотермическая ступень – число метров глубины, соответствующее изменению температуры на 1° .

2. ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Нарушение нормального процесса строительства скважины, которое требует принятия безотлагательных и эффективных мер для его устранения и продолжения процесса бурения, называется **осложнением**. При этом предполагается, что требования технического проекта на строительство скважин выполняются.

К основным видам осложнений относят:

- поглощение буровых и тампонажных растворов при бурении, промывке и креплении скважин;
- разрушение стенок скважины:
 - осыпи, обвалы, обрушения горных пород, слагающих ствол скважины;
 - желобообразование в местах резкого изменения направления оси скважины;
 - набухание горных пород;
 - растворение отложений солей;
 - растепление многолетнемерзлых пород;
- нефтегазоводопрооявления (НГВП):
 - газирование бурового раствора;
 - межпластовые перетоки;
 - заколонные флюидопроявления;
 - возникновение грифонов;
 - переливы, выбросы, фонтаны пластовых флюидов;
- прихваты бурильных и обсадных колонн в необсаженном стволе скважины:
 - дифференциальный прихват;
 - заклинивание элементов бурильной колонны и обсадных колонн в результате сальникообразования;
 - заклинивание бурильных и обсадных колонн в суженной части ствола скважины;
 - прихват колонн обвалившимися породами;

- заклинивание бурильных и обсадных колонн посторонними предметами;
- заклинивание бурильных и обсадных колонн в желобной выработке;
- самопроизвольное искривление ствола скважины.

Приведенная классификация позволяет разделить технологические приемы и операции по борьбе с ними. На борьбу с ликвидацией осложнений при строительстве скважин на нефть и газ в некоторых случаях затрачивается 20–25 % календарного времени, что делает проблему предупреждения осложнений и их ликвидации весьма актуальной. Опыт практической работы показывает, что большинство осложнений легче предупредить, чем ликвидировать.

В практике строительства скважин имеется множество случаев, когда одно возникшее осложнение может стать причиной других.

Наиболее типичные последствия неликвидируемых осложнений:

- осыпи и обвалы могут стать причиной прихвата бурильной колонны с потерей циркуляции;
- вскрытие зоны поглощения бурового раствора может вызвать НГВП из-за снижения давления в стволе скважины, а также инициировать процессы обвалообразования;
- самопроизвольное искривление скважин может привести к непроходимости или заклинке бурильных и обсадных колонн в местах резкого изменения направления оси скважины, образованию желобной выработки;
- большое давление в кольцевом пространстве при глушении НГВП может вызвать гидроразрыв пород в открытом стволе скважины, что в дальнейшем приведет к поглощению промывочной жидкости.

2.1. Поглощение буровых и тампонажных растворов при бурении и креплении скважин

Поглощение буровых и тампонажных растворов при бурении и креплении скважин является одним из наиболее распространенных и сложных видов осложнений, требующих больших затрат средств и времени на их ликвидацию.

Существует несколько вариантов определения термина «поглощение»:

- поглощением называется уход бурового или тампонажного раствора в пласт, превышающий естественную убыль раствора в скважине;
- поглощение представляет собой нарушение равновесия между давлением жидкости в скважине на пласт $P_{ст}$ и пластовым давлением в проницаемой породе (коллекторе) $P_{пл}$, приводящее к движению технологической жидкости в пласт при $P_{ст} > P_{пл}$;
- поглощение буровых и тампонажных растворов при проводке скважины – это осложнение, происходящее из-за превышения давления в скважине над пластовым и наличия открытых и сообщающихся каналов в пласте;
- следствием поглощения является полная и частичная потеря циркуляции промывочной жидкости и тампонажного раствора в процессе бурения, промывки или крепления скважины.

Поглощение происходит только в том случае, если гидростатическое давление в скважине или сумма гидростатического или гидродинамического давления в скважине превысит то предельное значение давления, при котором пласт начинает принимать буровой или тампонажный раствор. Это может произойти при выполнении различных технологических операций: восстановлении циркуляции, проработке ствола скважины, бурении, креплении. Причиной поглощения может также стать превышение плотности раствора над расчетной. При этом меняется соотношение значения давления в скважине и пласте. Со стороны скважины на пласт действует давление, равное гидростатическому давлению столба промывочной жидкости:

$$P_{ст} = \rho_{ж} H g.$$

В процессе циркуляции промывочной жидкости на пласт действует сумма значений давления – к гидростатическому $P_{ст}$ добавляется гидродинамическое давление $P_{гд}$, необходимое для преодоления гидравлических сопротивлений при движении жидкости в кольцевом пространстве скважин на длине H .

Давление жидкости в пласте $P_{\text{пл}}$ зависит от условий формирования горизонта, содержащего флюиды. Пластовое давление оценивается по величине столба жидкости H , который устанавливается в покоящейся скважине:

$$P_{\text{пл}} = \rho_{\text{ж}} H g.$$

При $P_{\text{пл}} > P_{\text{ст}}$ возникает проявление – поступление жидкости из пласта в ствол скважины и на поверхность. При $P_{\text{пл}} < P_{\text{ст}}$ (при отсутствии циркуляции в скважине) происходит поглощение – приток жидкости из ствола скважины в пласт.

При наличии циркуляции в скважине поглощение происходит при следующем соотношении значений давления:

$$P_{\text{ст}} + P_{\text{гд}} > P_{\text{пл}} + P_{\text{гс}},$$

где $P_{\text{гс}}$ – потеря давления на гидравлические сопротивления при движении бурового раствора в каналах пласта, МПа.

Перепад давления в системе скважина – пласт при циркуляции определяется как

$$\Delta P = P_{\text{ст}} + P_{\text{гд}} - P_{\text{пл}} - P_{\text{гс}}.$$

2.1.1. Факторы, влияющие на появление поглощений промывочной жидкости

Геологические факторы – тип поглощающего пласта, его мощность и глубина залегания, склонность пород к гидравлическому разрыву, величина пластового давления, характеристики пластового флюида (плотность, температура, степень минерализации), а также наличие других сопутствующих осложнений (осыпи, обвалы, нефтегазопроявления, перетоки пластовых вод). Геологические факторы охватывают все геологические и гидрогеологические особенности условий, определяющие интенсивность фильтрации промывочной жидкости в пласт.

Поглощающие пласты могут быть представлены несвязанными мелкопористыми (песчаными и крупнообломочными, закарстованными и трещиноватыми) горными породами. Наиболее интенсив-

ные поглощения отмечаются чаще всего в крупнообломочных, закарстованных и трещиноватых горных породах. Глубина залегания несвязанных и кавернозных пород обычно не превышает 300 м.

Трещиноватые породы могут быть встречены на любой глубине. В связи с этим трещиноватость горных пород должна изучаться как объект возможных зон геологических осложнений.

Трещины в горных породах классифицируются по геометрическим особенностям, морфологии и генезису.

По геометрическим особенностям трещины делят на системные, хаотичные и полигональные, на вертикальные (с углами падения 72° – 90°), крутые (45° – 72°), пологие (6° – 45°) и горизонтальные (до 6°).

Основные параметры трещин, имеющие наибольшее значение при оценке зон поглощений: раскрытие, густота (расстояние между ними по нормали), частота (расстояние между ними по горизонтали в скважине). С ростом глубины залегания пород раскрытие и густота горизонтальных и пологих трещин, как правило, снижаются. С увеличением мощности слоя расстояние между трещинами при неизменных условиях растет. При увеличении прочности пород данного слоя густота трещин уменьшается.

По раскрытию трещины делят на тонкие ($< 1,0$ мм), мелкие (1,5 мм), средние (5–20 мм), крупные (20–100 мм) и очень крупные (> 100 мм). Наличие в породе трещин размером от 0,1 до 1,0 мм при определенных условиях уже может оказаться достаточным для возникновения поглощения промывочной жидкости.

Раскрытие трещин определяет выбор вида закупоривающего материала, размер частиц и количество вводимого в промывочный или тампонажный раствор наполнителя, а также состав тампонажных смесей и способ ликвидации поглощений.

По генетическому типу можно предварительно оценить площадное и глубинное распределение трещин в массиве. Так, для петрогенетических трещин оно тесно связано с литологией массива.

Для них характерно то, что раскрытие и густота трещин определяются мощностью и составом пород. Последнему подчинена и ориентация трещин.

Распределение тектонических трещин контролируется строением данного участка (месторождения). Эти трещины имеют повсеместное развитие и могут встречаться во всех видах пород. Состав их в значительной степени определяет частоту и ориентировку тектонических трещин отрыва.

Распределение экзогенных трещин подчинено как экзогенным факторам, так и литолого-тектоническим особенностям массива. Они, например, могут быть приурочены к слабым прослоям пород, тектоническим зонам и т.п.

Появление искусственных трещин в основном определяется инженерной деятельностью человека.

Поглощения промывочной жидкости, связанные с карстами, встречаются в районах распространения растворимых пород (карбонатных, сульфатных, отложений солей). При бурении в таких породах возможно вскрытие каверн, каналов, галерей, пещер, а также провалы бурового инструмента. В зависимости от локальности развития карста интенсивность поглощения может резко изменяться. Закарстованность пород затухает с глубиной.

Обобщенная классификация горных пород по степени сплошности, коэффициенту фильтрации и удельному водопоглощению (табл. 4) позволяет использовать данные гидрогеологических исследований скважин в районе (участке) для прогнозирования возможных поглощений промывочной жидкости при бурении на твердые полезные ископаемые. Она может служить также основой для выбора методов предупреждения и ликвидации поглощений, которые будут тем больше, чем больше водопроницаемость, трещиноватость или закарстованность пород.

Наиболее частые поглощения отмечаются обычно в зонах аномально низкого пластового давления (АНПД).

Таблица 4

Классификация горных пород по трещиноватости,
закарстованности и степени водопроницаемости

Горные породы	Коэффициент фильтрации, $\text{м}^3/\text{сут}$	Удельное водопо- глощение, $\text{м}^3/\text{ч}$
Практически монолитные	$<0,01$	$<0,0003$
Весьма слабоводопроницаемые, слаботрещиноватые и слабоза- карстованные	$0,01-0,1$	$0,0003-0,003$
Слабоводопроницаемые, слабо- трещиноватые и слабозакарсто- ванные	$0,1-10,0$	$0,003-0,3$
Водопроницаемые, трещинова- тые и закарстованные	$10,0-30,0$	$0,3-0,9$
Сильноводопроницаемые, силь- нотрещиноватые и сильнозакар- стованные	$30,0-100,0$	$0,9-3,0$
Весьма сильноводопроницаемые; весьма сильнотрещиноватые; весьма сильнозакарстованные	$>100,0$	$>3,0$

Коэффициент фильтрации – величина, характеризующая водо-пропускную способность горной породы, являющаяся постоянной для определенной горной породы.

Представляет собой скорость фильтрации при напорном градиенте, равным единице, и выражается в $\text{м}^3/\text{сут}$ или л/с. Коэффициент фильтрации служит исходным параметром для всех фильтрационных расчетов. Коэффициент фильтрации определяется опытными откачками и нагнетанием воды, а также геофизическими и лабораторными исследованиями. Удельное водопоглощение горной породы – расход (л/мин) нагнетаемой в скважину воды, отнесенный к интервалу длиной 1 м и напору 1 м столба воды.

Технологические причины поглощений промывочной жидкости связаны с правильностью выбора конструкции скважины, выбором параметров промывочной жидкости, способа бурения, час-

тоты вращения бурового инструмента в скважине, соотношения диаметров долота, забойного двигателя и других элементов бурильной колонны, изменения перепада давления ΔP на пласт:

$$\Delta P = P_{\text{ст}} - \Delta P_{\text{гд}} - P_{\text{пл}}.$$

Гидростатическое давление $P_{\text{ст}}$ определяется весом столба промывочной жидкости. Гидродинамическое давление $\Delta P_{\text{гд}}$ зависит от выполняемой технологической операции:

- при циркуляции промывочной жидкости;
- при пуске бурового насоса;
- при спуско-подъемных операциях.

Рост гидродинамического давления может оказаться особенно опасным (вызывающим поглощение), если гидростатическое давление близко к пластовому. Из практики бурения скважин на нефть и газ известно, что для начала поглощения промывочной жидкости иногда достаточно развития репрессии на пласт, равной $3,6 \cdot 10^{-3}$ Па [15].

Поглощение промывочной жидкости может обуславливаться и гидроразрывом пласта, т.е. искусственным формированием каналов ухода (трещин) в первоначально монолитных породах или раскрытием ранее имевшихся трещин. Это происходит при условии:

$$P_{\text{ст}} + P_{\text{гд}} > P_{\text{р}},$$

где $P_{\text{р}}$ – давление гидроразрыва пласта.

Образование трещин может значительно увеличить проницаемость породы как за счет емкости трещин, так и за счет улучшения гидродинамической характеристики пласта. Давление разрыва и направление развития трещин зависят от вертикального и бокового горного давления, наличия естественной трещиноватости, давления в поровом пространстве, пористости и проницаемости горных пород, вязкости жидкости разрыва. В каждом конкретном случае существует определенное значение критического давления, при котором трещины открываются и резко возрастает проницаемость пласта. Уменьшение перепада давления ниже критической величины вновь приводит к смыканию трещин. Это необходимо учитывать при изоляционных работах. Чтобы тампонирующая смесь попала в трещины, давление в процессе ее закачки должно быть больше давления раскрытия трещин.

Существует определенное значение давления, при котором иногда происходит не разрыв целиком породы, а лишь раскрытие существующих микротрещин по наиболее ослабленным участкам породы.

Необходимо отметить, что поглощения промывочной жидкости в результате гидравлического разрыва значительно легче не допускать, чем ликвидировать. Профилактические меры по предупреждению поглощений сводятся к регулированию свойств промывочной жидкости и выбору технологии проводки скважин, которые позволяют снизить гидростатическое и гидродинамическое давление на стенки скважины.

Для предотвращения гидроразрыва пласта требуется, чтобы суммарное давление ($P_{ст} + \Delta P_{гд}$) было меньше давления гидроразрыва P_p на 5–6 % [15].

Допустимую величину ($P_{ст} + \Delta P_{гд}$) можно определить по формуле

$$(P_{ст} + \Delta P_{гд}) = k\sigma_z H_{пл},$$

где k – коэффициент запаса, равный 0,90–0,95;

σ_z – градиент горного давления, МПа/м;

$H_{пл}$ – глубина залегания пласта, м.

Основные причины поглощения заключаются в превышении давления в стволе скважины над пластовым давлением и давлением гидравлических сопротивлений в каналах поглощения вследствие излишней плотности бурового или тампонажного раствора и больших потерь давления в кольцевом пространстве при бурении или креплении колонн в проницаемых коллекторах или в интервалах образования трещин гидроразрыва пласта. Гидравлический разрыв пласта в связи с высоким давлением в скважине возможен при спуске бурильной или обсадной колонны, вызове циркуляции, креплении обсадных колонн, перекрытии кольцевого пространства при наличии циркуляции сальником или шламом.

2.1.2. Физико-геологическая сущность гидравлического разрыва пласта

Как было сказано выше давление разрыва и направление развития трещин зависят от вертикального и бокового горного давления, наличия естественной, искусственной трещиноватости, величины давления в каналах и порах, пористости, проницаемости горных пород и свойств жидкости разрыва.

Всякий разрыв пласта сопровождается одновременно тремя явлениями:

- упругой деформацией горных пород;
- движением вязкой жидкости или суспензии по каналу (трещине);
- фильтрацией жидкости в горных породах [18].

Гидравлический разрыв пласта в песчано-глинистых толщах на небольших глубинах происходит при давлении столба бурового раствора, значительно меньшем, чем геостатическое давление. Давление ГРП возрастает с глубиной, достигая геостатического давления. Предполагается, что с глубиной под действием большого геостатического давления и высокой температуры породы становятся более пластичными и боковые составляющие напряжений приближаются к вертикальным, что может обусловить увеличение давления ГРП. Согласно этой точке зрения трещины гидроразрыва, образующиеся в пластах, должны быть преимущественно вертикальными. Образование горизонтальных трещин можно объяснить следующими причинами. Вскрытие скважиной глинистых пластов приводит к выдавливанию глин в скважину силами упругого сжатия их скелета и поровых вод. В результате этого напряжение в пластах вблизи скважины уменьшается. Из-за уменьшения влагонасыщенности глины с глубиной становятся менее пластичными и выдавливаются в скважину, где давление понижено по сравнению с горным массивом, поэтому первоначальное напряженное состояние горных пород в пристволенной зоне скважины изменяется и давле-

ние ГРП с глубиной возрастает и приближается к геостатическому. Трещины в таком случае могут быть горизонтальными. На величину давления ГРП значительное влияние оказывают реологические свойства жидкости. Чем больше величина динамического напряжения сдвига (ДНС) и структурной вязкости жидкости, тем при меньших значениях давления возникает ГРП. Это происходит потому, что слабофильтруемые жидкости оказывают большое гидродинамическое давление на стенки каналов разрыва, чем менее вязкие и легкофильтруемые в породе жидкости.

Цементные и глинистые растворы по своим физическим, структурно-механическим свойствам в процессе движения по трещине разрыва значительно различаются между собой. Водоотдача цементного раствора может быть в десятки раз больше водоотдачи глинистого раствора. Цементные растворы в пористой, трещиноватой среде могут не только отфильтровывать свою, но и пропускать через себя постороннюю воду. При этом цементные растворы обладают свойством загустевать, схватываться.

Все эти свойства взаимосвязаны. Водоотдача цементных растворов, не обработанных химическими реагентами, очень высока. Она зависит от природы вяжущего вещества, удельной поверхности, условий, в которых они находятся, водоцементного отношения и других факторов. Опытами доказано, что через цементное тесто может профильтроваться такое количество воды, которое в несколько раз превышает его объем. В то же время общая потеря цементным раствором воды приводит к его быстрому загустеванию и схватыванию, создавая, таким образом, барьер, препятствующий проникновению раствора в трещину. Но так как закачка раствора продолжается, через образовавшийся барьер отфильтровываются все новые порции воды затворения, что может обусловить дальнейшее развитие трещин [18].

Таким образом, ГРП может произойти как при бурении, так и при цементировании скважин.

На ГРП влияют и другие технологические факторы. Так, спуск бурильного инструмента в скважину с повышенной скоростью приводит к появлению дополнительного гидродинамического давления в стволе скважины. Это может стать причиной раскрытия трещин в породах и поглощения промывочной жидкости.

Таким образом, на давление ГРП влияют как геологические особенности горизонтов, так и технологические факторы.

Действующие при ГРП силы делятся на две группы: силы, вызывающие распространение трещин в горных породах, и силы, препятствующие этому процессу. К первым относятся: сила давления жидкости разрыва, сила, связанная с фильтрацией жидкости. Ко вторым относятся: силы сопротивления разрыву, сила бокового горного давления, силы молекулярного сцепления, гидравлические сопротивления при движении жидкости разрыва по трещине, сжимающие пласт тектонические напряжения.

В практических расчетах при бурении скважин величины давлений ГРП берут из геологической характеристики или определяют расчетным путем, используя следующие методики.

Давление гидроразрыва пород для проницаемых пород [7]

$$P_{грп} = \frac{\mu}{(1 - \mu)} (P_r - P_{пл}) + P_{пл},$$

где P_r – горное давление, МПа;

$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;

μ – коэффициент Пуассона.

При коэффициенте Пуассона, равном 0,25, можно применять следующую формулу:

$$P_{грп} = 1/3(P_r - P_{пл}) + P_{пл}.$$

Осредняя плотность горной породы до 2600 кг/м³, можно использовать упрощенную формулу

$$P_{грп} = 0,0083H_{пл} + 0,66P_{пл},$$

где $H_{пл}$ – глубина залегания пласта, м.

Величины давления ГРП используются:

- при проектировании конструкции скважины для определения зон с совместимыми условиями бурения;
- при определении плотности бурового и тампонажного растворов, расчете допустимой скорости спуска бурильных и обсадных колонн, глубины установки муфты ступенчатого цементирования, режима крепления обсадной колонны, глубины установки башмака технической обсадной колонны, на которую ставится противовыбросовое оборудование.

2.1.3. Признаки поглощения

Признаки поглощения бурового и тампонажного растворов можно подразделить на прямые и косвенные. При поглощении расход жидкости на выходе из скважины меньше, чем на входе, уровень жидкости в приемных емкостях уменьшается. Однако эти прямые признаки поглощения могут четко не проявиться, если в скважине одновременно с поглощением происходит проявление.

При разбуривании интервалов поглощения возможны провалы инструмента и увеличение механической скорости бурения, ухудшение выноса шлама, его локальные скопления в стволе скважины с последующими заклиниваниями и зависаниями инструмента в местах скопления шлама. Это все косвенные признаки поглощения. Косвенными признаками межпластовых перетоков могут служить изменения плотности бурового раствора и его свойств, состава ионов.

В крупнотрещиноватом коллекторе возможно поглощение тампонажного раствора вместе с твердой фазой. Признаком такого гидродинамического взаимодействия может служить уменьшение давления при продавке цементного раствора.

При поглощении буровой раствор перенасыщается шламом. На забое образуется осадок шлама, а также локальные скопления его в стволе скважины выше забоя, что способствует сальникообразованию, затяжкам и прихватам инструмента. Вследствие снижения

противодавления возможно развитие осыпей и обвалов стенок скважины, газо-, водо-, нефтепроявлений. При этом увеличивается расход раствора, материалов, химических реагентов, снижается скорость бурения.

При неизолированном поглощающем пласте значительно затрудняется достижение заданной высоты подъема цементного раствора, увеличивается его расход. Борьба с поглощением связана с расходом времени, средств, материалов, обсадных труб и в конечном итоге приводит к увеличению сроков сооружения скважины и повышению ее стоимости.

Для разработки мероприятий по предупреждению поглощений буровых и тампонажных растворов, а также изоляции поглощающих горизонтов, или по уменьшению степени интенсивности поглощения необходимо знать следующие характеристики поглощающих объектов:

- границы (мощность зоны поглощения);
- пластовое давление, интенсивность поглощений;
- взаимодействие пластов – межпластовые перетоки;
- тип коллектора, размер и форму поглощающих каналов;
- местоположение изменения диаметра ствола скважины (сужения, каверны);
- возможность других осложнений, их интервалы (обвалы, проявления);
- давление гидроразрыва пород;
- тип и свойства флюида, содержащегося в каналах поглощения.

Изучение зон поглощений проводится с помощью специальных исследований в скважине, выполняемых буровым предприятием на имеющихся на буровой установке приборах. Это оперативный вид контроля.

При этом определяются:

- параметры промывочной жидкости;
- положение статического и динамического уровней;
- объем промывочной жидкости в циркуляционной системе;

- скорость восходящего потока промывочной жидкости;
- количество промывочной жидкости, входящей и выходящей из скважины;
- изменение давления на насосах;
- содержание газа в буровом растворе (газопоказания);
- контроль процесса углубления скважины.

Кроме оперативного вида контроля применяют специальные виды исследования – промыслово-геофизические и гидродинамические.

2.1.4. Геофизические методы исследования скважин

Кавернометрия. По кавернограмме можно определить степень разрушения прискважинной части поглощающего пласта. Однако поглощения не всегда приурочены к расширенным участкам ствола скважины. Если полное поглощение бурового раствора сопровождается провалом инструмента, то по кавернограмме можно оценить сложность проведения изоляционных работ.

Термокаротаж позволяет найти границы поглощающих пластов. Этот метод основан на использовании естественного теплового поля Земли. Суть метода заключается в следующем. Скважину на некоторое время оставляют в покое. После выравнивания значений температуры бурового раствора и окружающих пород производят контрольный замер температуры в скважине. Затем в нее закачивают буровой раствор. При этом часть его из верхней части ствола скважины уйдет в зону поглощения. Поскольку температура закачиваемого раствора обычно более низкая, снизится и температура раствора, расположенного в интервале над поглощающим пластом. Температура раствора ниже поглощающей зоны не изменится. На термограммах напротив поглощающего горизонта выделится зона пониженных температур. Для этой цели используется записывающий термометр.

Резистивиметрия позволяет определить положение зоны поглощения по изменению удельного сопротивления раствора до и

после закачивания его в скважину. Выделить зону поглощения резистивиметром можно только в том случае, когда сопротивление закачиваемого в скважину раствора резко отличается от сопротивления находящегося в скважине раствора.

Микрокаротаж называют каротажем пористости. Вследствие малой глубины исследования микрокаротажем можно определить сопротивление промытой зоны породы вблизи ствола скважины. С помощью микрокаротажа можно также уточнить границы поглощающих горизонтов, выделить участки с различной пористостью внутри поглощающего горизонта и оценить пористость породы.

Электрический каротаж. При электрическом каротаже регистрируются кажущееся удельное сопротивление пород и потенциал самопроизвольно возникающего в скважине электрического поля (ПС). По изменению этих параметров вдоль ствола скважины судят о характере и последовательности залегания пород. Напротив глин и глинистых пород на диаграмме отмечается повышение значения ПС, а напротив плотных и водонасыщенных пород – понижение. Такие показания отмечаются в том случае, когда минерализация пластовых вод выше минерализации бурового раствора в скважине. При обратном соотношении минерализации кривая ПС получается обратной. Если значения минерализации пластовой воды и бурового раствора одинаковы, то кривая ПС получается недифференцированной. Тогда производят два замера: один – при установившемся статическом уровне, другой – в процессе долива в скважину жидкости. Напротив поглощающих пластов показания ПС должны быть различны.

Радиоактивный каротаж. Стандартные методы радиоактивного каротажа регистрируют естественную гамма-активность горных пород (гамма-каротаж – ГК) и гамма-активность, возбужденную действием нейтронного потока (нейтронный гамма-каротаж – НГК). Гамма-активность глин и глинистых пород обычно больше, чем у известняков и песчаников, поэтому поглощающие горизонты, как правило, характеризуются низкой естественной гамма-активностью.

Кривая НГК позволяет уточнить положение поглощающего горизонта и получить некоторое представление о его строении вблизи ствола скважины, а также оценить величину пористости породы поглощающих пластов. Стандартные методы радиоактивных исследований дают хорошие результаты при заполнении скважины минерализованным раствором или раствором на нефтяной основе.

Акустический каротаж. С помощью акустического каротажа измеряют скорость распространения и затухания упругих волн в породе. Трещиноватые, закарстованные породы очень сильно рассеивают акустические волны.

2.1.5. Статический и динамический уровни жидкости в скважине

Статический уровень ($h_{\text{ст}}$) – расстояние от устья скважины до уровня жидкости в скважине при отсутствии циркуляции (рис. 1), $h_{\text{ст}}$ зависит от давления в поглощающем горизонте и от плотности жидкости в скважине.

$$P_{\text{пл}} = (H_{\text{пг}} - h_{\text{ст}})\rho_{\text{ж}}g,$$

где $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление в поглощающем горизонте, МПа;

$h_{\text{ст}}$ – статический уровень жидкости в скважине, м;

$H_{\text{пг}}$ – глубина залегания поглощающего горизонта, м;

g – ускорение свободного падения, м/с.

Динамический уровень – расстояние от устья скважины до установившегося уровня жидкости в скважине при наличии циркуляции (рис. 2). Если динамический уровень находится ниже устья скважины при расходе жидкости, поглощение считается полным.

Если установившийся динамический уровень жидкости находится на устье скважины, поглощение считается частичным.

Разницу между входящим в скважину количеством жидкости $Q_{\text{вх}}$ и выходящим из скважины $Q_{\text{вых}}$ приближенно можно считать интенсивностью поглощения $Q_{\text{инт}}$.

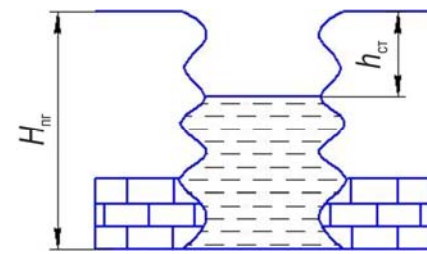


Рис. 1. Статический уровень жидкости в скважине

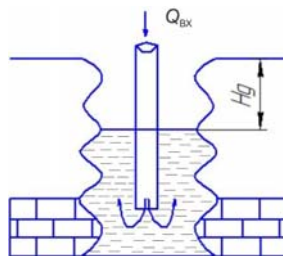


Рис. 2. Динамический уровень жидкости в скважине

Более точен способ определения потери промывочной жидкости во время изменения объема жидкости в циркуляционной системе, что дает количественное значение интенсивности поглощения промывочной жидкости. В условиях буровой установки объем бурового раствора, который поглотила скважина,

$$Q = Sh,$$

где S – площадь приемной емкости, в которой ведутся замеры, м^2 . Приемная емкость должна быть изолирована от других емкостей;
 h – высота снижения уровня, м.

Тогда интенсивность поглощения

$$Q_{\text{инт}} = (Sh60)/t,$$

где t – время, за которое уровень в емкости снизится на величину h , м.

2.1.6. Гидродинамические исследования поглощающих пластов

Гидродинамические исследования поглощающих пластов проводятся при установившихся и неуставившихся режимах фильтрации (течений) жидкости.

Метод установившихся закачек (статический уровень в скважине $h_{\text{ст}} > 30$ м. Жидкость с заданным минимальным расходом закачивается в скважину до установления определенного уровня. Фиксируются значение расхода и положение уровня, затем меняется расход, и жидкость закачивается до установления нового положения уровня.

Меняя режим закачки жидкости, получают соответствующие им значения уровней (перепадов давления), по которым строится индикаторная линия.

Метод установившихся нагнетаний ($h_{\text{ст}} \leq 30$ м). Устье скважины герметизируется, и в нее закачивается жидкость с постоянным расходом до установления определенного давления. Режим считается установившимся, если давление и расход остаются постоянными в течение 10–15 мин. Затем изменяют расход и добиваются постоянства нового значения давления. При положении статического уровня на глубине 20–30 м первые точки индикаторной линии получают путем регистрации установившихся уровней при герметизированном устье с помощью глубинного манометра или путем экстраполяции индикаторной линии до начала координат.

Метод установившихся отборов (при переливе жидкости из скважины). Устье скважины герметизируется, и определяется давление, под действием которого жидкость переливается из скважины. Затем жидкость отбирают из скважины при различных установившихся значениях давления. Полученные значения установившегося давления и соответствующие им значения расхода жидкости используются для построения индикаторной линии.

Во время проведения исследований при установившихся режимах течения жидкости необходимо учитывать следующие особенности. До начала исследования необходимо убедиться в установившемся состоянии системы пласт – скважина. При наличии перетоков или поступлении в скважину минерализованных пластовых вод исследование рекомендуется проводить после заполнения ствола скважины однородной по плотности жидкостью (например, после очередного рейса и подъема инструмента).

Исследование скважины должно проводиться не менее чем при трех режимах. Создаваемые при этом перепады давления в скважине должны отличаться один от другого в 1,5–2,0 раза.

Для каждого режима жидкость закачивается с постоянной производительностью. Закачка или отбор производится до получения постоянных значений перепада давления в скважине. При этом плотности закачиваемой и находящейся в скважине жидкости должны быть одинаковыми.

По полученной индикаторной линии ($\Delta p - Q$) определяют интенсивность поглощения и коэффициент приемистости поглощающего пласта.

Наблюдение за снижением уровня (давления) жидкости в скважине ($h_{ст} > 30$ м). Скважина заполняется жидкостью до устья, затем долив жидкости прекращается, и замеряется время падения уровня через каждые 5 или 10 м. Измерения продолжают до наступления равновесия в скважине, т.е. до тех пор, пока уровень жидкости не достигнет статического положения.

Снижение уровня в скважине во времени замеряется с помощью уровнемера или может быть зафиксировано с помощью глубинного манометра в виде кривой изменения давления во времени.

Исследование поглощающих пластов с помощью пакера и установленного под ним манометра проводят в скважинах, в которых будет осуществляться переход с бурения с промывкой забоя водой на промывку буровым раствором, перед цементированием обсадных колонн с большой высотой подъема цементного раствора, а также во всех случаях перед проведением изоляционных работ с помощью пакера. Исследования проводятся при любом положении статического уровня в скважине или при наличии водопровявлений.

Пакер в скважину спускают плавно, с включенным гидравлическим тормозом. Обычно пакер устанавливают на 20–50 м выше кровли поглощающего пласта. При наличии каверн или низкой механической прочности горных пород в этом интервале пакер устанавливают в вышележащих устойчивых породах.

Приемистость поглощающего пласта определяется нагнетанием в скважину жидкости до установившегося режима при работе цементировочного агрегата на 2, 3 и 4-й скоростях. Закачку жидкости начинают с максимальной (4-й) скорости, причем давление на устье скважины не должно превышать давление гидравлического разрыва пласта.

По результатам исследования строится индикаторная линия поглощающего пласта и определяются интенсивность поглощения и коэффициент приемистости.

В скважинах, где возможен недоподъем цементного раствора за обсадной колонной из-за поглощения его в процессе цементирования, необходимо перед спуском обсадной колонны произвести исследование всех поглощающих пластов с помощью пакера на давление.

Наибольшее распространение при исследовании поглощающих пластов получили: метод прослеживания за изменением уровня (давления) в скважине, метод установившихся нагнетаний и метод установившихся отборов. Метод исследования при неустановившемся режиме течения жидкости рекомендуется использовать, если время восстановления давления превышает 30 мин. В этом случае ошибка при определении коэффициента приемистости по формулам установившегося режима не превышает точности прибора (7–10 %). При меньших значениях времени восстановления давления следует применять методы исследования скважин при установившихся режимах или должны быть введены соответствующие поправочные коэффициенты.

Основные методы изучения поглощающего пласта рассмотрены на рис. 3.



Рис. 3. Методы изучения поглощающего пласта

Приборы, применяемые для исследования поглощающих пластов. Приборы для исследования поглощающих (водопроявляющих) пластов в бурящихся скважинах делятся на две основные группы.

Приборы, предназначенные для проведения кратковременных гидродинамических исследований с целью выявления зависимости объемной скорости фильтрации жидкости по пласту от перепада давления. При использовании этих приборов оказывается активное воздействие на пласт путем нагнетания или отбора жидкости и восстановления пластового давления. В процессе исследования прослеживается изменение уровня жидкости в скважине во времени или регистрируется изменение давления на пласт. К этой группе приборов относятся: электрический уровнемер ТатНИИ, лебедки ВНИИБТ и ТатНИИ (ИП-1), манометры МГЭ-1, ГМИП-1, МГГ-20, а также уровнемеры и манометры различных зарубежных фирм.

Приборы, предназначенные для определения толщины и местоположения поглощающих пластов, направления перетоков жидкости по стволу скважины и расхода жидкости. К этой группе приборов относятся расходомеры РЭИ-УфНИИ и ВНИИНГП, прибор «Разведчик Р-8», термоэлектрический дебитомер, индикатор толщины и местоположения пласта ИМП-2 и аналогичные приборы зарубежных фирм.

2.1.7. Относительное давление в системе скважина – пласт

Под относительным давлением P_o (также называют коэффициентом аномальности) понимается отношение давления в пласте $P_{пл}$ к гидростатическому давлению столба пресной воды в скважине:

$$P_o = P_{пл}/P_{ст},$$

где $P_{ст} = \rho_v Hg$.

Относительное давление в поглощающем горизонте

$$P_o = \frac{\rho_{бр}(H_{пг} - h_{ст})}{H_{пг}\rho_v},$$

где ρ_v , $\rho_{бр}$ – плотность соответственно воды и бурового раствора, кг/м³;

$H_{пг}$ – глубина поглощающего горизонта, м.

Если в системе скважина – пласт величина плотности бурового раствора превышает значение относительного давления, т.е. $\rho_{бр} > P_o$, то может произойти поглощение бурового раствора, а при значительном превышении $\rho_{бр}$ над P_o – полная потеря циркуляции. При этом в связи с понижением уровня бурового раствора в скважине могут произойти процессы нарушения устойчивости ее пристволенной зоны (обвалы, обрушения). При условии $\rho_{бр} < P_o$ может произойти ГНВП, а при значительном превышении P_o над $\rho_{бр}$ – нефтяные и газовые выбросы.

2.1.8. Классификация зон поглощения

Для создания определенной системы мероприятий по профилактике и ликвидации поглощений в зависимости от тяжести (интенсивности) поглощения разработаны и применяются различные классификации поглощений. В качестве критериев в них приняты: коэффициент поглощающей способности $K_{пс}$, интенсивность поглощения $Q_{инт}$ (м³/ч), коэффициент интенсивности поглощения $C = Q/P$ (м³/ч·МПа); коэффициент удельной приемистости q (м³/(ч·МПа·м²)), раскрытие трещин δ (мм).

Все известные классификации имеют либо региональное, либо отраслевое значение, и поэтому для других условий они играют скорее информационную роль при выборе методов, которые ориентировочно могут быть использованы в конкретном случае.

Критерий – *коэффициент поглощающей способности*.

Коэффициент поглощающей способности $K_{пс}$ связывает зависимости между интенсивностью поглощения, статическим и динамическим уровнями жидкости в скважине.

При полном поглощении промывочной жидкости

$$K_{\text{пс}} = \frac{Q_{\text{инт}}}{\sqrt{h_{\text{ст}} - h_{\text{д}}}},$$

где $h_{\text{ст}}$, $h_{\text{д}}$ – соответственно статический и динамический уровни жидкости в скважине, м.

При частичном поглощении коэффициент $K_{\text{пс}}$ определяется из выражения

$$K_{\text{пс}} = \frac{Q_{\text{инт}}}{\sqrt{h_{\text{ст}} + P_{\text{кп}} \cdot 10}},$$

где $P_{\text{кп}}$ – гидравлические потери в кольцевом пространстве при движении жидкости к устью скважины от кровли поглощающего горизонта, МПа.

$$P_{\text{кп}} = \frac{0,826 \lambda_{\text{кп}} \rho_{\text{жл}} h Q_{\text{вых}}^2 \cdot 10^{-6}}{(D_{\text{с}} - d_{\text{н}})^3 \cdot (D_{\text{с}} + d_{\text{н}})^2},$$

где $\lambda_{\text{кп}}$ – коэффициент гидравлических сопротивлений кольцевого пространства. Принимается для воды и бурового раствора 0,020–0,025, а для цементного раствора – 0,035 [19];

h – длина кольцевого пространства, в котором происходят потери давления при движении жидкости, м. При частичном поглощении $h = H_{\text{пг}}$. При полном поглощении $h = H_{\text{пг}} - h_{\text{д}}$;

$Q_{\text{вых}}$ – количество жидкости, которое возвращается из скважины в циркуляционную систему, м³/ч;

$D_{\text{с}}$ – диаметр скважины, м;

$d_{\text{н}}$ – наружный диаметр труб, м.

Зная коэффициент поглощающей способности, можно классифицировать зоны поглощения (табл. 5–9).

Таблица 5

Классификация зон поглощения в зависимости от величины $K_{\text{пс}}$

Коэффициент $K_{\text{пс}}$	1	1–3	3–5	5–15	15–25	>25
Классификация зон поглощения: категория	I	II	III	IV	V	VI
Поглощение	Частичное	Полное	Интенсивное	Катастрофическое		

Таблица 6

**Классификация зон поглощения в зависимости
от величины интенсивности поглощения**

Категория	I	II	III	IV
Коэффициент интенсивности поглощения	1–3	3–5	5–7	>7

Таблица 7

**Классификация зон поглощения по среднему раскрытию
трещин проницаемого пласта**

Категория	I	II	III	IV
Среднее раскрытие трещин пласта, мм	<7	7–20	20–30	>30

Для изоляции зоны поглощения определенной категории даются рекомендации и методы в табл. 8.

Таблица 8

Мероприятия по ликвидации поглощений

Категория зоны поглощения	Интенсивность поглощения, м ³ /ч	Мероприятия по ликвидации	Изоляционный материал	Объемная доля наполнителя в жидкости, %	Объем нагнетания жидкости или тампонажной смеси, м ³	Объем наполнителя, м ³
1	2	3	4	5	6	7
При бурении с промывкой буровым раствором						
1	0–10	Ввод наполнителей в раствор и переход на роторное бурение	Комбинация наполнителей размером 2 мм	2,0–5,0	–	6,0–10,0

Окончание табл. 8

1	2	3	4	5	6	7
При бурении с промывкой водой						
1	0–10	Ввод наполнителей в раствор и переход на роторное бурение	Комбинация наполнителей размером 2 мм	2,0–5,0	–	6,0–10,0
		Переход на бурение роторным способом с промывкой малоглинистым буровым раствором с наполнителем	То же	2,0–5,0	–	6,0–10,0
2	10–50	Закачивание тампонажной смеси	Комбинация наполнителей размером 2–6 мм в растворе	5,0–6,0	30,0–40,0	1,5–2,5
			Комбинация наполнителей размером 5–8 мм в растворе	5,0–6,0	30,0–40,0	1,5–2,5
3	>50	Намыв наполнителей	Тампонажная смесь с наполнителями размером 2–3 мм	4,0–5,0	12,0–16,0	0,5–0,8
3	>50	Намыв наполнителей	Комбинация наполнителей размером 4–5 мм в растворе плотностью 1080–1150 кг/см ³	8,0–10,0	<100,0	8,0–10,0
3	>50	Намыв наполнителей	Комбинация наполнителей размером 4–5 мм в растворе плотностью 1080–1150 кг/см ³	10,0–12,0	<100	10–12
3	>50	Закачивание тампонажной смеси	Тампонажная смесь с наполнителями размером 4–5 мм	4,0–5,0	20,0	0,8–1,0
		Спуск перекрывающих устройств, обсадных труб	–	–	–	–

Примечание. При возникновении поглощения желательно вскрыть поглощающий интервал на всю его мощность с применением рекомендаций для I категории, а затем приступить к изоляционным работам.

Таблица 9

Классификация зон поглощения по коэффициенту поглощающей способности и мероприятия по их ликвидации

Категория зоны по- глощения	Коэффициент поглощающей способности $K_{\text{пс}}$	Мероприятия по ликвидации поглощений
I	1	Переход на бурение с использованием глинистого раствора
II	1–3	Закачивание быстросхватывающейся смеси (БСС). Расход цемента 5–10 т
III	3–5	Закачивание БСС. Расход цемента 10–20 т
IV	3–15	Закачивание высоковязкой БСС, затворяемой на глинистом растворе или с добавлением в смесь бентонитового порошка, а также глинистых и глиноцементных паст. Расход 20–60 т
V	15–26	Перед закачиванием БСС снижать поглощающую способность скважины путем намыва песка или ввода инертных материалов. При снижении коэффициента $K_{\text{пс}}$ ниже 15 – закачивать тампонирующую смесь, как и при ликвидации зоны поглощения IV категории
VI	>25	Бурение без выхода циркуляции. Спуск промежуточной колонны

2.1.9. Предупреждение поглощений

Опыт бурения глубоких скважин показывает, что в большинстве случаев поглощение легче и дешевле предупредить, чем ликвидировать. Различные геолого-технические условия в каждом нефтегазоносном районе обязывают изыскивать действенные способы

предупреждения поглощений. Все они связаны с регулированием давления, действующего на стенки скважин при выполнении в ней различных технологических операций, а также с уменьшением проницаемости пристволенной зоны скважины в интервалах поглощающего горизонта. Это осуществляется выполнением комплекса взаимосвязанных мероприятий:

- контролем гидростатического давления в скважине и его корректировки путем регулирования параметров промывочной жидкости в пределах, предусмотренных проектом на строительство скважины;

- контролем и корректировкой значений гидродинамического давления в скважине путем изменения параметров технологических операций;

- кольматацией и закупоркой пристволенной зоны пластов;

- регулированием реологических и тиксотропных свойств промывочной жидкости;

- вводом наполнителей.

Способы регулирования давления в скважине:

1. Регулирование параметров промывочной жидкости.

Способы регулирования плотности промывочных жидкостей:

- путем очистки от выбуренной породы с помощью механических и химических средств очистки;

- добавлением в ПЖ нефти или ее аэрацией;

- разбавлением водой;

- бурением на технической воде (если это не вызовет других осложнений – осыпей, обвалов, образования каверн, дренирования поглощающего горизонта).

В некоторых случаях снижение $\rho_{ж}$ позволяет ликвидировать поглощение или снизить его интенсивность.

2. Регулирование реологических параметров ПЖ (вязкость и СНС).

Возможно снижение вязкости и СНС ПЖ, это уменьшит гидродинамическую составляющую на поглощающий горизонт при бурении и вызове циркуляции.

Но необходимо учитывать, что высоковязкие и высококоллоидные растворы эффективно способствуют ликвидации поглощений невысокой интенсивности до $5\text{--}10\text{ м}^3/\text{ч}$ в маломощных пластах, сложенных несцементированным материалом. Широкое применение получило повышение условной вязкости (до $60\text{--}80\text{ с}$) путем ввода в буровые растворы бентонитового глинопорошка.

Нераспустившиеся частички глины набухают, попадая в поры и трещины пласта, и закупоривают его. Кроме того, движение высоковязких жидкостей в каналах создает дополнительные гидродинамические сопротивления $\Delta P_{\text{гд}}$.

Положительный результат при бурении на глинистых растворах, обладающих тиксотропией, дает остановка бурения на несколько часов. При этом (при наличии статического уровня) скважину периодически доливают. За это время раствор в каналах и порах загустевает, приобретает прочную структуру, для разрушения которой необходимы значительные перепады давления.

3. Регулирование параметров режима бурения.

Снижение расхода промывочной жидкости приводит к уменьшению потерь давления в кольцевом пространстве.

Переход на роторный способ бурения требует меньшей скорости восходящего потока промывочной жидкости в кольцевом пространстве, т.е. приводит к уменьшению расхода ПЖ, что снижает гидродинамическое давление.

Кроме того, вращательное движение жидкости облегчает вынос твердой фазы и способствует естественной кольматации стенок скважины.

4. Регулирование скорости СПО.

Эффект поршневания. Компоновка низа бурильной колонны представляет собой своеобразный поршень, так как наружные диаметры забойного двигателя и УБТ обеспечивают относительно малые размеры кольцевого пространства.

Происходит рост давления в стволе скважины ниже долота при спуске инструмента, так как жидкость не успевает перетекать между забойным двигателем и УБТ. При подъеме инструмента из скважины

происходит обратный эффект. Ниже долота давление в стволе скважины падает. Перепад давления может достигать десятки мегапаскалей (50–70 % от $P_{гд}$). При превышении скоростей СПО может происходить:

- дренирование каналов поглощающего горизонта;
- создание знакопеременных нагрузок на стенку скважины, приводящее к их усталостному разрушению.

На рис. 4 показан график колебаний давления в стволе скважины при СПО и вызове циркуляции.

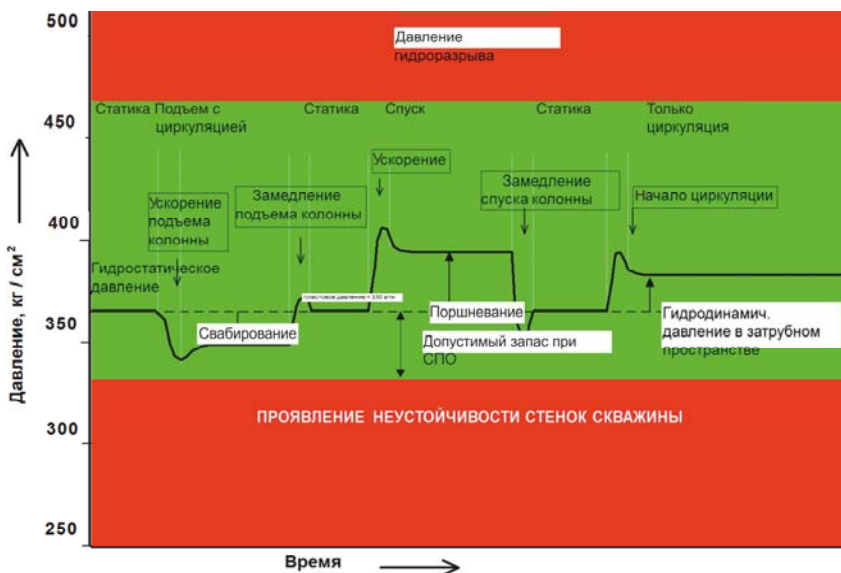


Рис. 4. График колебаний давления в стволе скважины при СПО и вызове циркуляции

Для предупреждения резких колебаний давления в стволе скважины необходимо ограничивать скорость СПО.

Максимальная скорость спуска буровой колонны с целью предупреждения поглощения бурового раствора

$$V_{\max} = \frac{(P_{\text{ст}} - P_{\text{пл}})(D_{\text{д}}^2 - d^2)}{3300 H_{\text{пл}} \eta},$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;
 $P_{ст}$ – гидростатическое давление, МПа;
 D_d – диаметр долота, м;
 d – диаметр бурильных труб, м;
 $H_{гг}$ – глубина поглощающего горизонта, м;
 η – динамическая вязкость ПЖ, Па·с.

5. Регулирование давления при вызове циркуляции.

Вследствие инерции столба ПЖ, а также ее тиксотропных свойств (наличие структуры в неподвижном состоянии) в момент вызова циркуляции давление в стволе скважины резко возрастает, что также способствует дренированию поглощающего горизонта, а при больших значениях давления приводит к гидроразрыву.

6. Рациональная компоновка бурильной колонны.

Существуют определенные зависимости между диаметрами долота и забойного двигателя, УБТ и бурильных труб.

Увеличение зазора в кольцевом пространстве ведет к уменьшению $P_{гд}$, но может потребовать увеличения скорости восходящего потока, т.е. ведет к росту расхода Q .

Практика показывает, что выполнение рассмотренных нами мероприятий решает многие вопросы по предупреждению и ликвидации поглощений, уменьшая их число или снижая их интенсивность до 50–90 %.

Схема факторов, обуславливающих снижение гидростатического и гидродинамического давления на стенки скважины, приведена на рис. 5.

Разработаны и применяются мероприятия по профилактике и ликвидации поглощений различных категорий и интенсивностей.

Кольматация поглощающих горизонтов – это заполнение каналов и пор поглощающего горизонта инертными наполнителями, твердеющими смесями, высоковязкими тиксотропными глинистыми растворами.

Кольматация *механическая* происходит при заполнении пор и каналов при действии сил гравитации, трения, перепада давления.



Рис. 5. Факторы, обуславливающие снижение гидростатического и гидродинамического давления на стенки скважины

Кольматация *химическая* – это комбинация механической и химической кольматации, которая происходит, когда заполнение каналов и пор твердыми частицами сопровождается химическими реакциями с породой или флюидами пласта. При этом образуется твердое вещество, закупоривающее каналы и поры. Установлено, что в каналы могут входить частицы наполнителя, размеры которых менее одной трети условного диаметра канала, а трещины – менее половины раскрытия трещины.

В процессе бурения скважины постоянно идет процесс естественной кольматации, когда частицы твердой фазы, содержащиеся в буровом растворе, под действием давления проникают в поры и трещины стенок скважины. Если кольматация продуктивных горизонтов в период их первичного вскрытия нежелательна (создает затруднения при освоении скважин), то кольматация проходимых непродуктивных пород целесообразна, так как снижает интенсивность фильтрации жидкости в пласт. При естественной кольматации на

пути движения жидкости в пласт или из пласта формируется экран. С течением времени экран упрочняется и несколько утолщается. Упрочнению или разрушению экрана способствуют физико-химические процессы на контакте породы с частицами или между самими частицами. Уплотнение частиц, находящихся в порах и каналах пласта, способствует формированию низкопроницаемого экрана. Чем крупнее частицы вводятся в поры пласта без их разрушения, тем прочнее экран.

Получения экрана в приствольной части стенки, снижающего проницаемость поглощающего горизонта, можно достичь методами искусственной колюматации (рис. 6).

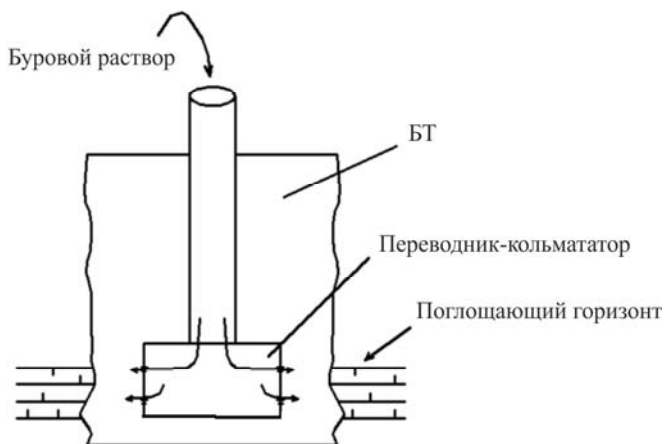


Рис. 6. Искусственная колюматация

Хороший эффект в практических условиях бурения получен в результате применения струйной обработки стенки скважины, которая применяется для снижения проницаемости прочных эрозийно-стойких пород. Струйная обработка обеспечивает очистку стенок скважины от глинистой корки и заполнение пор и каналов твердыми частицами бурового раствора.

Обработка стенки скважины производится при помощи колюматационного переводника, спускаемого на бурильных трубах. Переводник имеет в корпусе отверстия с твердосплавленными боко-

выми насадками, которые формируют высокоскоростную струю бурового раствора с наполнителями.

В настоящее время отечественная промышленность выпускает забойные сепараторы-кольмататоры. Скоростная струя пульпы, вытекающая из бокового насадка, взаимодействует со стенкой скважины, кольматируя ее. При этом повышенное содержание твердой фазы значительно повышает эффект кольматации. Предупреждение поглощений бурового раствора может сопровождаться гидродинамической обработкой стенки скважин, а именно вибрационной обработкой. Вибрационная обработка условно делится на обработку импульсными (прерывистыми) струями – импульсную обработку стенки и на вихревую обработку стенки скважины. Создание гидравлического импульса на стенку скважины обеспечивается периодическим перекрыванием высокоскоростного потока бурового раствора. При импульсном воздействии на стенку скважины наносится удар короткой струи, при которой скачок давления приблизительно на порядок выше давления непрерывистой струи. Частицы твердой фазы перемещаются относительно дисперсионной среды вглубь порового пространства породы через ее каналы и микротрещины, раскрывающиеся под действием гидроудара струи.

Для реализации этого метода используется гидравлический генератор низкочастотных колебаний с одновременным смывом струей бурового раствора со стенки скважины глинистой корки при вращении бурильной колонны.

Одним из эффективных способов механической кольматации пористых пород является втирание твердых частиц в поры при вращении бурильной колонны ее калибрующими элементами. Простота технических решений методами механической кольматации очевидна, но эффективность ее зависит от конфигурации ствола скважины, которая не идеально цилиндрическая.

Способ манжетного цементирования обсадных колонн. Манжетное цементирование применяется при креплении обсадных колонн (направлений, кондукторов) в случае наличия в стволе скважины неизолированных поглощающих горизонтов.

Порядок использования метода:

- скважина бурится до проектной глубины спуска обсадной колонны, при невозможности этого вскрывается интервал зоны поглощения;
- на обсадную колонну крепится манжета с таким расчетом, чтобы после спуска колонны в скважину она установилась в кровле поглощающего горизонта (рис. 7);

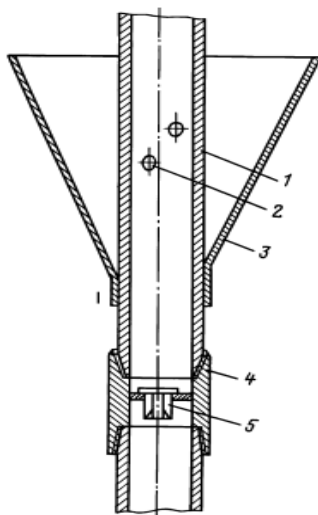


Рис. 7. Манжета для манжетного цементирования:

1 – обсадная труба; 2 – заливочные отверстия;

3 – манжета; 4 – муфта; 5 – клапан

- при закачке цементного раствора манжета раскрывается и перекрывает трубное пространство таким образом, что цементный раствор может проходить только в одном направлении вверх.

2.1.10. Бурение скважин с промывкой аэрированными буровыми растворами

Комплекс мероприятий по предупреждению поглощений буровых растворов при проводке скважин включает в себя все, что дает возможность снизить противодавление на пласты с таким расчетом, чтобы оно не превышало значений пластового давле-

ния. Если геологические условия позволяют бурить скважину при гидростатическом давлении, равном пластовому, то проблема поглощений не возникает.

Бурение с промывкой аэрированными буровыми растворами является одним из радикальных мероприятий в комплексе мер и способов, предназначенных для предупреждения поглощений при бурении глубоких скважин.

Аэрация бурового раствора снижает гидростатическое давление, способствуя возвращению его в достаточном количестве на поверхность и нормальной очистке ствола скважины, а также отбору представительных проб проходимых пород и пластовых флюидов.

Технико-экономические показатели при бурении скважин с промывкой забоя аэрированным раствором выше по сравнению с показателями, когда в качестве бурового раствора используется вода или другие промывочные жидкости. Значительно улучшается также качество вскрытия продуктивных пластов, особенно на месторождениях, где эти пласты имеют аномально низкое давление.

При бурении скважин с применением аэрированного раствора большое значение имеет определение оптимального соотношения фаз – степени аэрации (отношение расходов воздуха к раствору при атмосферном давлении) газожидкостного потока, обеспечивающего заданное снижение давления на поглощающие пласты и достаточную подъемную силу для выноса твердых частиц выбуренного шлама из скважины.

Существуют методики, по которым может быть определена подъемная сила газожидкостного потока для обеспечения удовлетворительного выноса частиц шлама. При оптимальном расходе газа скорость подъема жидкой фазы должна быть не менее 0,3 м/с, что обычно соответствует фактическим данным при бурении скважин с промывкой забоя аэрированными жидкостями.

Аэрация жидкости позволяет сравнительно быстро и в широких пределах регулировать ее плотность (от 0,1 до 1,0 г/см³ и более) и тем самым снижать или увеличивать давление на забой и стенки скважины. Этим обеспечивается возможность бурения в условиях гидродинамического равновесия в системе скважина – поглощающие пласты и возможность получения высокой эффективности прохождения зон поглощения любой интенсивности.

Увеличение выносной способности восходящего потока аэрированной жидкости при низких расходах жидкой фазы смеси и улучшение очистки забоя достигаются обработкой жидкости ПАВ.

Бурение с промывкой забоя аэрированными буровыми растворами или аэрированной водой нашло применение в тех случаях, когда геологические условия весьма благоприятны: бурение не связано с риском выбросов, обвалов или других осложнений.

Эффективность бурения с продувкой аэрированными жидкостями зависит от параметров компрессора, компоновки буровой колонны и схемы обвязки бурового оборудования. При выборе вида газообразного агента необходимо учитывать не только экономическую сторону, но и обеспечение безопасных условий работ.

В качестве газообразных агентов используются газоимпульсные смеси.

Основные их разновидности:

- аэрированные жидкости – система, в которой дисперсионной средой является жидкость, а воздух или газ образуют дисперсную фазу, плотность аэрированной жидкости составляет $50\text{--}100\text{ кг/м}^3$;

- пена – дисперсная система, состоящая из ячеек пузырьков воздуха (дисперсная среда), разделенных пленками жидкости, являющейся непрерывной дисперсионной средой. Жидкие пленки образуют пленочный каркас, служащий основой пен. Плотность пен составляет $50\text{--}100\text{ кг/м}^3$. Аэрированные жидкости и пены применяют при бурении поглощающих горизонтов с интенсивностью поглощения $5\text{--}10\text{ м}^3/\text{ч}$;

- аэрозоли (туманы) – аэродисперсные системы, в которых дисперсной средой является воздух или газ, а дисперсной фазой – жидкость в виде мельчайших капелек. Плотность аэрозолей составляет $5\text{--}50\text{ кг/м}^3$.

Принятие решения о целесообразности применения аэрированных промывочных жидкостей во многом обусловлено объемом имеющейся информации о гидрогеологии района. Предварительное подробное изучение гидрогеологических условий в районе работ позволяет получить необходимый исходный материал для первичных прикидок и избежать ненужных потерь средств и времени.

Гидростатическое давление на забое скважины, заполненной аэрированной жидкостью, определяется глубиной скважины, от-

ношением расхода воздуха и раствора в нормальных условиях и плотностью промывочной жидкости.

За последнее время были испытаны модифицированные стабильные пены, которые открывают широкие возможности их применения не только для прохождения зон поглощений, но и при разбурировании вечномерзлых пород, а также при бурении в районах с повышенным геотермическим градиентом.

Технология бурения с использованием модифицированной стабильной пены (МСП) (методика фирмы «Мобил Ойл») следующая: при встрече водоносного горизонта в подаваемый в скважину воздушный поток вводится бентонитовый раствор с высоким содержанием пенообразующего ПАВ. В результате контакта воздушной струи с пластовой водой образуется стабильная пена, что приводит к увеличению выносной способности воздушного потока.

Установлены следующие преимущества МСП:

- обеспечение хорошей очистки забоя скважины при скорости восходящего потока воздуха в затрубном пространстве 0,23–0,76 м/с против 15,2–25,0 м/с, необходимой для воздушного потока без ввода пенообразующего ПАВ;

- образование на стенках скважины тонкой непроницаемой корки;
- обеспечение мгновенной очистки рабочей поверхности долота и удаление от него выбуренной породы;

- при использовании модифицированной стабильной пены значительно уменьшается потребность в расходе воздуха для получения аналогичного результата по сравнению с продувкой забоя чистым воздухом.

Во ВНИИБТ разработан способ резкого снижения проницаемости поглощающего пласта, заключающийся в нагнетании непосредственно в зону поглощения азрированной жидкости, которая создает в поглощающем пласте воздушно-жидкостную блокаду.

При закачке азрированной жидкости в поглощающие пласты, представленные трещиноватыми и кавернозными отложениями, не всегда обеспечивается устойчивое равновесие в скважине, поэтому рекомендуется вслед за закачкой азрированной жидкости по возможности изолировать зону поглощения.

Существует два способа получения азрированных жидкостей: компрессорный и бескомпрессорный.

При первом способе в нагнетательную линию насоса вводят сжатый воздух от компрессора через специальные устройства (рис. 8), которые, с одной стороны, способствуют барботированию воздуха в промывочную жидкость, а с другой – предотвращают попадание аэрированной жидкости в ресивер компрессора при резком повышении гидравлических сопротивлений в колонне бурильных труб. Такое устройство устанавливают после расходомера. Давление компрессора при таком способе аэрации должно быть больше гидравлических сопротивлений при циркуляции промывочной жидкости.

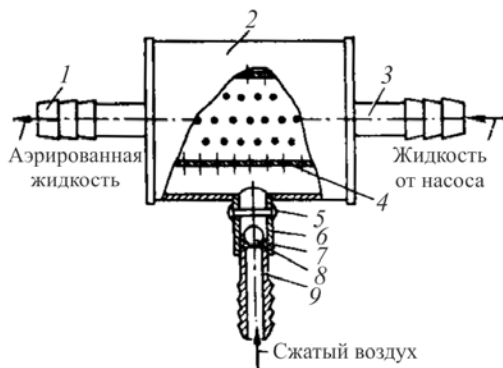


Рис. 8. Устройство для ввода сжатого воздуха от компрессора в нагнетательную линию: 1, 3, 6, 9 – патрубки; 2 – корпус; 4 – барботажная трубка; 5 – ограничитель; 7 – шарик; 8 – седло

Для улучшения диспергирования вводимого воздуха и улучшения выноса выбуренной породы в жидкость, подвергаемую аэрации, вводят поверхностно-активные вещества. ПАВ, адсорбируясь на поверхности воздушных пузырьков, увеличивают их прочность, препятствуют разрушению и слипанию. При добавках ПАВ резко снижается относительная скорость воздушных пузырьков в жидкой фазе, что способствует более равномерному движению аэрированной жидкости в кольцевом пространстве скважины.

Аэрированную жидкость можно получить компрессорным способом и без добавок ПАВ. Но при этом за счет различия скоростей движения жидкости и воздушных пузырьков последние коалесци-

руют (слипаются с образованием пузырьков более крупного размера). Более крупные пузырьки имеют большую относительную скорость, что приводит к интенсификации процесса коалесценции. В итоге образуется снарядная или стержневая структура потока, когда движущаяся аэрированная жидкость представляет собой перемежающиеся слои плотной исходной жидкости и воздуха. При такой структуре аэрированной жидкости выносная способность потока снижается, давление нагнетательной жидкости повышается, колебания в нагнетательной линии насоса увеличиваются.

В качестве поверхностно-активных веществ используют пенообразователи ПО-1, ОП-7, ОП-10, ОП-18, НП-1, «Прогресс», КАУ-ФЗ-14, детергент ДС, мылонафт, сульфанол, диталан, азолаты, смеси этих ПАВ и др. В условиях контакта промывочных жидкостей с сильно минерализованными подземными водами следует применять сульфит-спиртовую барду – обычную (ССБ) или конденсированную (КССБ).

По своей активности перечисленные ПАВ весьма различны, что обуславливает широкий диапазон оптимальных концентраций: от 0,1 %-ной для сульфанола до 1,0–3,0 %-ной для ССБ. Конкретная концентрация зависит от требуемого снижения плотности промывочной жидкости, минерализации пластовых вод, скорости бурения, дисперсности разрушения горных пород при бурении и целого ряда других факторов. Особенно большое влияние на расход ПАВ оказывают количество и дисперсность твердой фазы, поступающей в промывочную жидкость в процессе бурения. Адсорбируясь на частицах породы, ПАВ вместе с крупными частицами выпадают в отстойниках и желобной системе. Часть ПАВ адсорбируется на стенках скважины и в микротрещинах горных пород.

Таким образом, концентрация ПАВ в процессе бурения непрерывно уменьшается, и при выборе его исходной концентрации этот процесс следует учитывать. Исходную концентрацию находят опытным путем.

Компрессорную аэрацию применяют для всех типов промывочной жидкости, но особенно она эффективна для воды и других бес-

структурных или слабоструктурированных жидкостей, так как при этом нет проблемы деаэрации. Аэрированная жидкость на выходе из скважины расслаивается на плотную жидкость и воздух, и насос всегда работает на плотной жидкости. Компрессорный способ обеспечивает высокую степень аэрации, вплоть до получения пены.

Схемы обвязки при бурении пеной представлены на рис. 9.

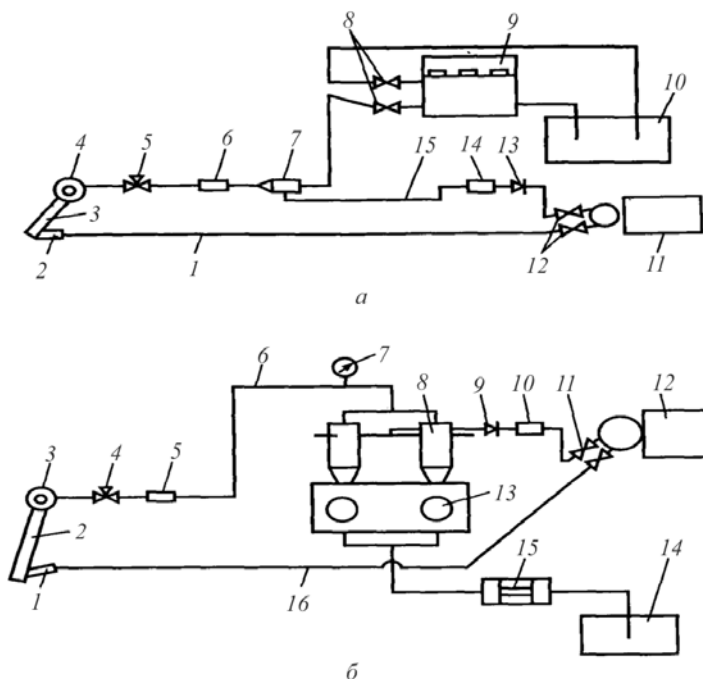


Рис. 9. Обвязка скважины при бурении с пеной: а – глубиной до 250 м; 1 – воздухопровод к эжектору; 2 – эжектор; 3 – сливная труба; 4 – скважина; 5, 8 – трехходовые краны; 6 – прибор для определения кратности пены; 7 – пеногенератор; 9 – насос; 10 – емкость с раствором ПАВ; 11 – компрессор; 12 – края; 13 – обратный клапан; 14 – расходомер воздуха; 15 – воздуховод к пеногенератору; б – глубиной свыше 250 м; 1 – эжектор; 2 – отводной трубопровод; 3 – скважина; 4 – трехходовой кран; 5 – прибор определения кратности пены; 6 – нагнетательный трубопровод; 7 – манометр; 8 – дожимное устройство; 9 – обратный клапан; 10 – расходомер воздуха; 11 – кран; 12 – компрессор; 13 – насос; 14 – емкость с раствором ПАВ; 15 – дозирующий насос; 16 – трубопровод к эжектору

2.1.11. Характеристика наполнителей

В качестве наполнителей в настоящее время применяется множество различных материалов. Закупоривающим агентом может быть любой материал, состоящий из частиц определенных размеров, способный проникать в каналы поглощающего пласта. В большинстве случаев наполнители изготавливают из отходов производства.

По виду материала наполнители делятся на *однотипные* и *композиционные* (табл. 10).

Однотипные наполнители состоят из частиц одного материала, имеют приблизительно одинаковую форму, но разные размеры.

Композиционные наполнители могут быть представлены двумя или несколькими типами материалов. Частицы таких наполнителей могут отличаться не только размерами, но и физическими свойствами.

Характерные однотипные наполнители: отработанный силикагель, древесные опилки, кордное волокно, гравий, щебень, дробленый известняк, древесная стружка, рыба чешуя, резаная бумага, ореховая скорлупа, слюда, целлюлоза, хвойная лапка.

Характерные композиционные наполнители: НДГ (дробленая резина в смеси с кордным волокном), ПУН (частицы резины разной формы), НТП (частицы прорезиненной ткани листообразной формы с резиновой крошкой) и др.

Каналы в зонах интенсивного поглощения имеют, как правило, сложную форму и изменяющееся сечение. Изолировать такие зоны от ствола скважины можно только за счет постепенного создания в поглощающих каналах и трещинах каркасов из крупных частиц наполнителей, которые могут стать основной для непроницаемой перемычки.

Таблица 10

Классификация наполнителей

Класс	Подкласс	Вид наполнителя
1	Волокнистые	Кордное волокно, техническая кошма, кожа-«горох», хромстружка, НХ (наполнитель хлопьевидный), улюк, НТП, опилки и стружки древесные

Класс	Подкласс	Вид наполнителя
2	Гранулированные жесткие	Силикагель отработанный, дробленый известняк, ореховая скорлупа, керамзит, щебень, гравий, песок
	Гранулированные упругие	Резина дробленая, поролон, вулканизованные отходы латекса (ВОЛ), пластинчатый упругий наполнитель (ПУН)
3	Чешуйчато-пластинчатые	Целлофан, слюда
4	Набухающие	Бентонит
5	Пластинчатые	Глина, замазка
6	Дисперсные	Водная дисперсия резины (ВДР), водная дисперсия вулканизованного латекса (ВДЛ)

Первый класс – волокнистые наполнители. Имеют волокнистую структуру частиц различного размера в виде волокон, слоев, нитей, которые при закупоривании каналов поглощения существенно изменяют свои размеры и форму. При ликвидации поглощений в крупнотрещиноватых породах их рекомендуется использовать в комплексе для уплотнения жесткого каркаса перемычки, образованного гранулированными наполнителями. Эффективен комплекс наполнителей из волокнистых, гранулированных жестких и гранулированных упругих частиц в объемном соотношении 3:1:1.

Рекомендуемая область применения волокнистых наполнителей в комплексе – при ликвидации высокоинтенсивных поглощений в проницаемых крупнотрещиноватых и кавернозных породах с раскрытием каналов фильтрации более 3 мм.

Как самостоятельный закупоривающий материал наполнители первого класса рекомендуется использовать при ликвидации поглощений в проницаемых крупнопористых и среднетрещиноватых горных породах с раскрытием каналов не более 3–5 мм.

Кордное волокно представляет собой крученые нити из хлопчатобумажного волокна длиной 10–20 мм с измельченной резиной. Изготавливается по ТУ 39-190–75. Используется в качестве добавки к тампонажному или буровому раствору. При значительных

размерах трещин в пласте хорошие результаты можно получить при использовании дробленых отходов резины в смеси с другими наполнителями (древесные опилки, наполнитель, кошма и др.).

Техническая кошма – волокнистый материал, который выпускается в виде волокна. Поставляется буровым предприятием в тюках. Используется для ликвидации высокоинтенсивных поглощений бурового раствора в горных породах, поглощающие каналы которых имеют размеры более 15 мм. В зону поглощения частицы кошмы доставляют в буровом или тампонажном растворе. До ввода в раствор она разрыхляется на фрагменты диаметром 10–40 мм. Чаще всего кошму добавляют в глинистый раствор, закачиваемый в скважину через воронку, установленную на устье скважины.

Кожа-«горох» представляет собой кусочки кожи хромового дубления. В настоящее время кожа-«горох» может изготавливаться из отходов производства заменителей кожи. Кожу-«горох» рекомендуется добавлять в буровой раствор в смеси с другими наполнителями (кордным волокном, древесными опилками). Общее количество наполнителей в буровом растворе не должно превышать оптимальное (0,5–6,7 % по массе на объем) [1]. «Горох» рекомендуется добавлять в различные тампонажные смеси для повышения их закупоривающих свойств.

Хромовая стружка – отходы кожевенной промышленности. Представляет собой полоски кожи толщиной 0,5–1,0 мм, длиной до 150 мм, шириной до 10 мм. Применяется при намыве в качестве крупноразмерного материала для изоляции поглощений в крупнотрещиноватых породах.

Улюк волокнистый представляет собой массу недоразвитых семян хлопчатника с примесью сцепившегося с улюком волокна. Перед использованием он разрыхляется на слои с условным диаметром частиц от 10 до 40 мм для перекрытия каналов поглощения от 12 до 50 мм. Размеры разрыхленных частиц определяются размерами поглощающих каналов и интенсивностью поглощения. Улюк волокнистый рекомендуется применять в сочетании с гранулированными и пластинчатыми наполнителями в соотношении 1:1:1. В качестве на-

полнителя улюк волокнистый выпускается хлопкоперерабатывающими заводами по ГОСТ 6015–72 «Отходы волокнистые хлопкоза- водов».

НТП – наполнитель текстиль прорезиненный – представляет собой измельченные отходы текстиля прорезиненного и кирзы дублированной с добавкой до 15 % резиновой крошки. Размер частиц НТП может составлять 5–30 мм. НТП – композиционный наполнитель, который рекомендуется применять при изоляции интенсивных поглощений ($40\text{--}60\text{ м}^3/\text{ч}$) в проницаемых крупно- трещиноватых породах с раскрытием каналов от 10 до 20 мм. Наиболее оптимально применение НТП в комплексах, состоящих из сочетания различных видов наполнителей, частицы которых отличаются по размерам и по своим физическим свойствам (плотности, прочности на сжатие, изгиб и т.д.).

Наполнитель асбестовое волокно. Асбест – название минералов, особенностью которых является волокнистое строение и способность расчленяться на гибкие тонкие волокна, а также высокая термостойкость (до $600\text{ }^{\circ}\text{C}$). Добавка асбестового волокна в тампонажные смеси увеличивает прочность цементного камня, снижает плотность раствора. В зависимости от длин волокон асбест как закупоривающий материал может применяться в буровых и тампонажных растворах с целью профилактики и предупреждения поглощений. Асбестовое волокно рекомендуется применять в комплексе с пластинчатыми и гранулированными наполнителями в соотношении 1:1:1. Перспективно применение асбеста в качестве структурообразователя в профилактических буровых растворах, тампонажных смесях и жидкостях – носителях наполнителей на основе цемента и глинопорошка. В качестве структурообразователя асбест добавляется в жидкость затворения цемента или в глинистый раствор в количестве 1–5 % от объема жидкости или раствора. Ввод асбеста-структурообразователя улучшает закупоривающие свойства смесей и существенно увеличивает концентрацию гранулированных наполнителей в растворах-носителях за счет улучшения их «несущих» свойств.

Второй класс – гранулированные наполнители. Делятся на два подкласса: гранулированные жесткие наполнители и гранулированные упругие наполнители. Гранулированные наполнители состоят из частиц объемных форм: сферические частицы, многогранники и резко ассиметричные частицы. Частицы гранулированных наполнителей обладают большой прочностью и при заклинивании в каналах поглощения практически не деформируются. Исключение составляют некоторые гранулированные упругие наполнители.

Первый подкласс – гранулированные жесткие наполнители. Они предназначены для образования в каналах поглощения каркаса перемычек, которые значительно уменьшают поперечное сечение каналов и препятствуют растеканию тампонажной смеси по пласту. Область применения гранулированных жестких наполнителей – ликвидация высокоинтенсивных поглощений в проницаемых крупнотрещиноватых кавернозных породах с раскрытием каналов фильтрации до 3 мм. Гранулированные жесткие наполнители могут быть основой для составления различных комплексов. Их применяют в сочетании с волокнистыми гранулированными упругими наполнителями. При этом жесткие частицы образуют прочный непроницаемый каркас в каналах поглощения, а легкодеформируемые мягкие частицы уплотняют каркас, делая его непроницаемым. Размер жестких частиц при изоляции каждой конкретной зоны поглощения выбирается по результатам исследований степени раскрытости каналов в породе. Установлено, что в каналы крупного сечения свободно проходят частицы, размер которых менее одной трети диаметра канала, а в щель – частицы с диаметром менее половины ее раскрытия.

Характеристика наполнителей второго класса и рекомендации по их применению. НСО – наполнитель силикагель отработанный – представляет собой твердые шаровидные частицы отработанного катализатора размером от 2 до 8 мм. Плотность – 1000 кг/м³. НСО – однокомпонентный наполнитель, представленный однородными частицами. Его рекомендуется применять в сочетании с во-

локнистыми наполнителями (кордным волокном, хлопьевидными и гранулированными упругими наполнителями). НСО успешно применяется в профилактических буровых растворах при разбуривании среднетрещиноватых горных пород с раскрытием трещин до 10 мм, а также при изоляционных работах по ликвидации поглощений интенсивностью 40–60 м³/ч в крупнотрещиноватых породах с раскрытием поглощающих каналов от 5 до 20 мм.

Скорлупа ореховая – дробленые кусочки различной формы мелкого ореха. Она бывает двух модификаций. Разница в размере частиц. Дробленая скорлупа ореховая первой модификации вводится в циркулирующий буровой раствор при роторном бурении. При раскрытости поглощающих каналов до 10–12 мм ее рекомендуется намывать в зону поглощения в виде комплекса, включающего волокнистые и пластинчатые наполнители в объемном соотношении 1:1:1.

Скорлупу ореховую второй модификации намывают в поглощающие каналы с раскрытием входных отверстий до 20–25 мм.

Жесткие гранулированные наполнители из горных пород получают путем дробления или рассеивания песчаных смесей. Это наиболее доступные или дешевые закупоривающие материалы жесткого гранулированного типа. В зависимости от размера и форм частиц природные наполнители из горных пород делятся на щебень, гравий и песок. По размеру зерен щебень и гравий подразделяются на фракции: от 5–10; 10–20; 20–40; 40–70 мм. Песок получают дроблением горных пород или рассевом природных песчано-гравийных смесей. По размеру зерен делится на крупный, средний и мелкий. Размер частиц песка находится в пределах от десятых долей до нескольких миллиметров. Природные наполнители условно делятся на легкие (400–1200 кг/м³) и тяжелые (свыше 1200 кг/м³). В качестве материала для производства легких наполнителей используются пористые породы вулканического происхождения (шлаки, пемзы, туфы) или осадочного происхождения (пористые известняки, известняки-ракушечники и другие карбонатные породы).

Тяжелые природные наполнители – щебень, гравий, песок природный. Тяжелые наполнители производятся из горных пород с объемной массой более 1800 кг/м^3 .

Наполнители из горных пород могут использоваться в качестве добавок в тампонажные растворы на основе цемента, глинопорошка, полимерных материалов и в комплексе наполнителей при намыве через воронку в открытый конец буровых труб.

Второй подкласс – гранулированные упругие наполнители. Это наполнители, частицы которых имеют объемные формы и могут упруго деформироваться. Изготавливаются из материалов на основе резин, латексов, гранулированной древесины и ряда синтетических материалов.

По характеру изменения формы частиц при закупоривании каналов поглощения упругие наполнители занимают промежуточное положение между жесткими гранулированными и волокнистыми наполнителями. Перекрывая входное отверстие канала поглощения, частицы упругих наполнителей под действием перепада давления деформируются и закупоривают его. Это свойство относится к таким наполнителям, как ВОЛ – вулканизированные отходы латекса, поролон.

Упругие наполнители обладают большей способностью заклиниваться в каналах поглощения в сравнении с жесткими гранулированными наполнителями. Они применяются для снижения интенсивности поглощения в кавернозных и крупнотрещиноватых породах с раскрытием каналов фильтрации свыше 10 мм:

- в комплексе с волокнистыми и гранулированными жесткими наполнителями при ликвидации поглощений в горных породах с раскрытием каналов от 5 до 40 мм;
- в качестве самостоятельного закупоривающего материала при ликвидации поглощений в крупнопористых и среднепористых породах с раскрытием каналов от 1 до 5 мм.

Виды наполнителей второго подкласса и рекомендации по их применению. МКР – мелкая резиновая крошка (размеры частиц от 1 до 5 мм) – высокоэффективный наполнитель для закупоривания мелкотрещиноватых и пористых пород. МКР выпускается двух

типов: с размерами частиц до 1 мм (первый тип) и размерами частиц до 5 мм (второй тип). При профилактике поглощения добавка МКР в процессе бурения может составлять от 5 до 10 % (по массе на объем). При изоляционных работах ее добавляют как в сухую тампонажную сме-сь, так и в цементный или гелцементный раствор. Добавка 5–20 % позволяет получить высокоэффективную тампонажную пасту.

Дробленая резиновая крошка. Размер частиц от 5 до 25 мм. Получают путем дробления резины до частиц различного размера. Предназначается для ликвидации поглощений в трещиноватых и пористых породах. Подразделяется на два типа: ДР-25 – измельченная резина с условным диаметром частиц 3–4 мм и длиной от 3 до 25 мм. Тип ДРХ-25 представляет собой измельченную хлопьеобразную резину, соединенную в комки условным диаметром до 25 мм.

НДР (наполнитель дробленая резина) – крупноразмерный наполнитель. Используется для ликвидации поглощений в крупнотрещиноватых породах. В отличие от дробленой резиновой крошки в НДР введены частицы прорезиненной ткани и кордовое волокно. НДР может применяться в качестве добавки к различным тампонажным смесям и буровым растворам при намыве их через воронку в открытый конец бурильных труб или через широкопроходной пакер. Рекомендуемые размеры частиц НДР в зависимости от раскрытия трещин приведены в табл. 11.

Таблица 11

Рекомендуемые размеры частиц НДР
в зависимости от раскрытия трещин

Наполнитель	Максимальный размер частиц, не более, мм	Раскрытие трещин, не более, мм
НДР-10	10	25
НДР-15	15	40
НДР-25	25	70

Наполнитель ВОЛ – вулканизированные отходы латекса. Представляет собой измельченные частицы разной формы, изготовленные из отходов вулканизированного латекса. Материал подобен поролону, но более прочный, упругий и плотный. Благодаря упру-

гости способен деформироваться при незначительных нагрузках. Наполнитель ВОЛ применяется как закупоривающий материал для уплотнения жесткого каркаса (перемычек) в каналах поглощающего пласта, образованного гранулированными наполнителями. ВОЛ может также применяться в качестве добавки в любые тампонажные растворы при цементировании обсадных колонн. Он вводится в поток тампонажного раствора, выходящего из смесителя. Выпускаются следующие типы ВОЛ: ВОЛ-10, ВОЛ-15, ВОЛ-25, ВОЛ-50 и ВОЛ-100 (табл. 12).

Таблица 12

Размеры частиц наполнителя ВОЛ

Наполнитель	Максимальный размер частиц, не более, мм	Допустимые отклонения в размере частиц	
		до, мм	не более, %
ВОЛ-10	10	15	5
ВОЛ-15	15	20	10
ВОЛ-25	25	30	15
ВОЛ-50	50	60	20
ВОЛ-100	100	120	25

Области эффективного применения ВОЛ, определенные в зависимости от строения проницаемой среды, интенсивности поглощения и размеров частиц наполнителя, приведены в табл. 13.

Таблица 13

Область эффективного применения ВОЛ

Характер пород	Размер поглощающих каналов, мм	Интенсивность поглощения, м ³ /ч	Рекомендуемые комплексы наполнителей
Крупнотрещиноватые, кавернозные	40	>100	ВОЛ-50, ВОЛ-100 в сочетании с технич. кошмой, гравием с последующей закачкой тампонажной пасты. Соотношение ВОЛ – кошма – гравий (по объему) равно 1:1:1

Характер пород	Размер поглощающих каналов, мм	Интенсивность поглощения, м ³ /ч	Рекомендуемые комплексы наполнителей
Крупнотрещиноватые	20–40	60–100	ВОЛ-25, ВОЛ-50 в сочетании с гранулированными наполнителями (гравий с размером частиц до 30 мм, ПУН, НДР-25) в объемном соотношении 1:1
Среднетрещиноватые	10–15	40–60	ВОЛ-10, ВОЛ-15 в сочетании с НДР-10, кордным волокном в объемном соотношении 1:1
Характер пород	Размер поглощающих каналов, мм	Интенсивность поглощения, м ³ /ч	Рекомендуемые комплексы наполнителей
То же	1–10	30–40	ВОЛ-10 в сочетании с опилками, кордным волокном, мелкой резиновой крошкой в объемном соотношении 1:1:1:1.

ПУН – пластичный упругий наполнитель – представляет собой смесь резиновых пластин круглой формы (диаметром от 1 до 50 мм и толщиной до 5 мм) и вырубков клиновидного ремня с размерами частиц 30×10×5 мм. ПУН применяется для ликвидации поглощений в породах с крупными трещинами и карстовыми полостями. Изоляция зон поглощения этим типом наполнителя происходит за счет образования в трещиноватых породах каркаса, препятствующего проникновению тампонажной смеси, которая закачивается вслед за наполнителем. Фракционный состав ПУН позволяет на его основе создавать различные высокоэффективные комплексы из других типов наполнителей для изоляции зон поглощений высокой интенсивности.

Третий класс – чешуйчато-пластинчатые наполнители.

Представлены частицами плоской формы, у которых один из габаритных размеров в десятки и более раз меньше двух других. Это частицы, имеющие чешуйчатую, пластинчатую, листовую форму. Чешуйчато-пластинчатые наполнители используются для ликвидации поглощений при разбуривании крупнопористых или мелкотрещиноватых горных пород большой толщины. Небольшая толщина пластинок при значительной площади поверхности частицы способствует образованию плотной непроницаемой корки вблизи поверхности стенок ствола скважин. Частицы слюды и наполнителя из бумажного пластика способны образовывать прочный каркас, перекрывая трещины размером от 5 до 20 мм. Наиболее эффективно чешуйчато-пластинчатые наполнители используются в комплексе с другими наполнителями: волокнистыми и гранулированными. При этом значительно увеличивается их закупоривающая способность.

Некоторые типы наполнителей третьего класса и рекомендации по их применению. Целлофан – продукт измельченных отходов целлюлозной пленки. Размеры: длина до 70 мм, ширина 10 мм, толщина 25–30 мкм, плотность 1150 кг/м³. Целлофановый наполнитель добавляется к буровым растворам и тампонажным смесям. При роторном способе бурения рекомендуется вводить в буровой раствор до 3 % наполнителя, а при турбинном – до 1 %. При намыве целлофана на глинистом растворе количество его увеличивается до 8–10 %. Целлофановый наполнитель достаточно эффективен для предупреждения и ликвидации поглощений бурового раствора при раскрытии каналов поглощающего горизонта до 3 мм.

Слюда-чешуйка – пластинки произвольной формы, получаемые при дроблении отходов слюдяных фабрик. Толщина слюды-чешуйки от 30 до 200 мкм. Плотность 2800 – 5200 кг/м³. Слюда-чешуйка вводится в буровой раствор в процессе ее намыва в зону поглощения либо добавляется в циркулирующий раствор до вскрытия зоны поглощения в профилактических целях. Может применяться в тампонажных растворах в смеси с другими наполнителями (кордное волокно, древесные опилки и др.).

Целлофановая стружка – разновидность целлофанового наполнителя. Должна быть шириной не менее 2 и не более 10 мм. Длина стружки не более 100 см.

Четвертый класс – набухающие наполнители. Особенностью наполнителей этого класса является способность изменять свою структуру, объем и форму в ходе взаимодействия с буровым раствором или пластовыми флюидами. В результате взаимодействия с указанными жидкостями наполнители этого типа увеличиваются в объеме. К наиболее распространенному и широко применяемому типу набухающих наполнителей этого класса могут быть отнесены глины и глинопорошки.

Глины обладают специфическими свойствами, из которых наиболее важными являются набухаемость, пластичность, гидрофильность и способность диспергировать (распускаться) в воде на мельчайшие частицы. Глины – это водные алюмосиликаты.

Для борьбы с интенсивными и катастрофическими поглощениями бурового раствора эффективно применение гранул из сухого, спрессованного, высококоллоидального бентонита. В потоке раствора гранулы доставляются в зону поглощения и выдерживаются там в течение нескольких часов до их набухания. Затем производится опрессовка ствола скважины в интервале зоны поглощения на герметичность. Размер гранул определяется размерами каналов поглощающего горизонта из расчета максимальной проходимости в каналы с наименьшим раскрытием. В практике проведения изоляционных работ бентонит нашел широкое применение для приготовления тампонажных смесей: цементно-бентонитовый (с содержанием бентонита от 5 до 25 %); тампонажных растворов с высокой водоотдачей – соляро-нефте-бентонитовых и соляро-бентонитово-цементных паст. Тампонажные смеси на основе бентонита и цемента обладают повышенными закупоривающими свойствами по сравнению с тампонажными смесями на основе цемента. В некоторых случаях, когда зона поглощения находится недалеко от устья скважин (50–150 м), бентонит используют в сухом виде в качестве закупоривающего мате-

риала. Для этого после спуска кондуктора и цементирования его нижней части до подошвы зоны поглощения в затрубное пространство скважины с устья закачивается сухой бентонит с помощью компрессора специального цементовоза с последующим задавливанием бентонита в зону ухода.

Пятый класс – пластичные наполнители. К ним относят битумы, сырую глину, парафин и др.

Эффективность применения пластичных наполнителей обуславливается тем, что они обладают большой пластичностью, гидрофобностью и не размываются в потоке жидкости. Их доставляют в зону поглощения в специальных контейнерах на бурильных трубах с периодическим доливом в трубы бурового раствора. Затем пластичный материал выпрессовывают продавочной жидкостью.

Шестой класс – дисперсные наполнители. Дисперсные наполнители получают путем диспергирования резин и вулканического латекса в водной среде. Эти наполнители рекомендуют использовать в буровых растворах в количестве 5–10 % при вскрытии мелкопористых проницаемых пород, в интервалах которых происходят прихваты бурильного инструмента под действием перепада давления в системе скважина – пласт. Дисперсные наполнители вводят также в буровой раствор при вскрытии газо- или водопроявляющих горизонтов. Дисперсные наполнители рекомендуется применять в качестве добавки к буровым растворам при специальной обработке продуктивной толщины очистительными устройствами со скребками с целью удаления со стенок скважины рыхлой фильтрационной корки и образования в проницаемой среде изоляционного слоя.

Седьмой класс – наполнитель из коагулюма латекса. Получают путем коагуляции латекса водным раствором CaCl_2 . Отношение по объему латекса и раствора CaCl_2 – 1:1. Латекс коагулирует на поверхности в нагнетательной линии при одновременном закачивании в скважину его и 3 % водного раствора CaCl_2 . Наполнителем является коагулюм латекса, который представляет собой резиноподобные образования цилиндрической формы, имеющие диа-

метр, равный диаметру труб, в которых происходил процесс коагуляции латекса. При непрерывном процессе ведения изоляционных работ движение коагулюма по бурильным трубам и через пакер происходит без резкого роста давления. Малоцентрированный латекс выпускается следующих марок: СКС-30, ШХП, ДМВП-10Х, ДВХ5-70.

Наполнитель из высококонцентрированного латекса (ВКЛ) в тампонажной смеси рекомендуется применять при ликвидации высокоинтенсивных поглощений бурового раствора в средне- и крупнотрещиноватых горных породах.

2.1.12. Рекомендации по применению отдельных типов и комплексов наполнителей для ликвидации поглощений различной интенсивности. Подбор наполнителей в комплексы

При бурении скважин с промывкой структурированными растворами большое значение играет профилактика возникновения поглощений бурового раствора за счет ввода в него наполнителей, которые не должны осложнять нормальный процесс бурения, но при вскрытии поглощающих горизонтов должны надежно перекрывать каналы ухода жидкости из скважины.

Во всех изученных и описанных технологических методах борьбы с поглощениями успех зависит от правильного выбора наполнителей: типа материала, его свойств, размера и формы частиц.

В большинстве случаев борьбы с поглощениями, а особенно в наиболее сложных случаях, связанных с бурением через трещиноватые породы, правильный выбор закупоривающего материала основывается на оптимальном подборе комплекса наполнителей. При отсутствии точной информации о форме и размерах каналов в зонах поглощения буровых и тампонажных растворов применение смеси наполнителей различных типов дает наилучшие результаты.

Подбор наполнителей в комплексы базируется на основе практического опыта лабораторных исследований и промысловых испытаний.

При подборе в комплексы следует придерживаться следующих основных положений [1]:

- при профилактике поглощений не рекомендуется вводить в буровой раствор чешуйчатые наполнители совместно с гранулированными, так как их присутствие может вызвать образование искусственных трещин;

- при использовании гранулированных наполнителей значительно увеличиваются потери давления в затрубном пространстве, что приводит к увеличению забойного давления до давления раскрытия трещин и поглощения бурового раствора;

- хорошей совместимостью и высокой закупоривающей способностью при приготовлении мягких пробок, а также при добавке в тампонажные твердеющие смеси обладают следующие материалы: волокнистые и чешуйчатые, волокнистые и гранулированные, волокнистые и чешуйчатые (с размерами частиц в 2–3 раза меньше частиц наполнителя);

- при ликвидации поглощений высокой интенсивности (60–100 м³/ч и более) в крупнотрещиноватых породах следует для образования более плотного каркаса перемычек использовать крупноразмерные гранулированные наполнители из жесткого и упругого материала (например, керамзита, дробленого известняка, дробленой резины, вулканизированных отходов латекса);

- целесообразно при намыве наполнителей в зоны высокой интенсивности поглощения использовать одновременно наполнители разной плотности: всплывающие и оседающие;

- при ликвидации поглощений средней интенсивности (не более 40–60 м³/ч) хорошей результативностью отличаются комплексы из следующих материалов: целлофана и слюды, шелухи зерновых или технических культур в смеси с гранулированными наполнителями, имеющими частицы различного размера;

- при совмещении в растворах наполнителей из различных материалов необходимо поддерживать правильное их соотношение по типу и размерам частиц. Рекомендуется придерживаться следующих соотношений в комплексах наполнителей:

– при использовании гранулированных и пластинчатых наполнителей добавка последних должна составлять не более половины от объема гранулированных;

– при смешивании волокнистых материалов с гранулированными или пластинчатыми следует стремиться к тому, чтобы объем добавки волокнистых наполнителей приближался к объему гранулированных или пластинчатых.

Упругие гранулированные наполнители имеют преимущество в комплексах, особенно при необходимости создания перемычки в породах различной трещиноватости. При совмещении их с жесткими следует придерживаться соотношений от 2:1 до 5:1 (по объему).

При использовании высоких концентраций наполнителей необходимо предпринимать обычные меры предосторожности для обеспечения равномерного распределения наполнителей в жидкости-носителе перед закачиванием их в скважину.

Целенаправленное применение наполнителей даст необходимый эффект, если их выбор производить из особенностей строения горной породы в поглощающем горизонте и интенсивности поглощения бурового раствора.

При выборе способа изоляционных работ с применением наполнителей и тампонажных смесей пользуются величиной приемистости пласта, которая в различных условиях определяется по-разному. Чаще всего определяют:

- удельную приемистость пласта при избыточном давлении в 0,1 МПа;
- удельную приведенную приемистость пласта при перепаде давления в 0,5 МПа на единицу мощности поглощающего пласта;
- удельную приемистость на единицу площади проницаемого горизонта при перепаде давления 0,1 МПа.

Для наиболее сложных зон поглощения, представленных крупнотрещиноватыми породами с большей величиной раскрытия поглощающих каналов (40 мм и более), рекомендованы пробные изоляционные работы с применением высокоэффективных тампонажных смесей с наполнителями. Зоны поглощения, по которым положительные результаты не получены, целесообразно перекрывать с помощью специальных устройств типа УПП.

2.1.13. Профилактические мероприятия по предупреждению возникновения поглощения бурового раствора с применением наполнителей

Профилактические мероприятия рекомендуется планировать во всех интервалах ожидаемых поглощений. Они могут повысить эффективность последующих изоляционных работ другими методами. Это обусловлено тем, что профилактические мероприятия, направленные на снижение перепадов давления на проницаемые пласты, предотвращают дренирование в проницаемые горизонты.

При бурении скважин роторным способом необходимо создать условия, обеспечивающие минимальные перепады давления на проницаемые пласты и минимальное повышение закупоривающей способности бурового раствора. Снижение гидродинамических перепадов давления достигается регулированием реологических свойств бурового раствора – динамического напряжения сдвига τ и пластической вязкости η .

При регулировании реологических и структурно-механических свойств бурового раствора и одновременном снижении его плотности рекомендуется:

- на небольших глубинах (600–800 м) с большими зазорами между колонной буровых труб и стенкой скважины вести бурение на растворах с повышенными значениями динамического, статического напряжений сдвига и пластической вязкости. Это обусловлено тем, что при небольшой глубине и увеличенных кольцевых зазорах перепад давления будет увеличиваться незначительно, в то же время при повышенных значениях τ и η будет снижаться глубина проникновения бурового раствора в проницаемый пласт, а рост во времени СНС раствора, проникшего в поглощающие каналы и находящегося в покое, может привести к полной изоляции зоны поглощения;

- на глубине, превышающей 600–800 м, и при уменьшенных кольцевых зазорах бурение вести на пониженных значениях статического, динамического напряжений сдвига и пластической вязкости, поскольку рост τ и η приведет к увеличению гидродинамического давления, а повышенная величина СНС может привести к гидрораз-

давления, а повышенная величина СНС может привести к гидроразрывам пород при СПО и вызове циркуляции.

При выборе вида наполнителя и его концентрации в буровом растворе рекомендуется следующее:

- если ожидается зона поглощения с небольшим раскрытием поглощающих каналов, вскрытие которых приведет к частичной потере циркуляции и увеличению механической скорости проходки по сравнению с граничащими непоглощаемыми интервалами на 45–40 %, то в раствор следует ввести не менее двух следующих наполнителей: древесные опилки, мелкая резиновая крошка, слюда-чешуйка, мелкая скорлупа ореховая;

- при ожидаемой зоне поглощения с крупными каналами ухода бурового раствора, вскрытие которых может сопровождаться полной потерей циркуляции и резким (в 2–4 раза) увеличением механической скорости проходки или небольшими провалами инструмента, в раствор следует ввести не меньше трех из числа следующих наполнителей: гранулированный (крупная скорлупа ореха, силикагель отработанный, резина дробленая), волокнистый (кордное волокно, кожа-«горох», хромовая стружка, опилки древесные), чешуйчато-пластинчатый (подсолнечная лузга, слюда-чешуйка). Сочетания наполнителей могут быть различны, но в их состав должен входить обязательный компонент – гранулированный наполнитель. Рекомендуемая суммарная концентрация наполнителей в буровом растворе не должна превышать 5–7 % к объему раствора;

- перед вскрытием поглощающего горизонта при восстановлении циркуляции определяется равномерность содержания наполнителя в буровом растворе путем взятия проб.

При турбинном бурении применение наполнителей зависит от пропускной способности забойного двигателя. В качестве добавки в глинистый раствор может использоваться мелкая резиновая крошка с размерами частиц до 1 мм, водная дисперсия из отработанной резины, слюда-чешуйка. Первые два наполнителя могут использоваться для изоляции мелкотрещиноватых и пористых пород. Слюда-чешуйка рекомендуется для закупоривания мелко- и среднетрещиноватых пород.

Оптимальные концентрации некоторых вводимых в раствор наполнителей, при которых не нарушается нормальное бурение скважин, приведены в табл. 14.

Таблица 14

Оптимальные концентрации
некоторых вводимых в раствор наполнителей

Наполнитель	Добавка наполнителей, 10 кг/м ³ (по массе на объем)	
	при турбинном бурении	при роторном бурении
Целлофан	0,1–1,0	1,0–3,0
Слюда-чешуйка	0,1–2,0	2,0–7,0
Кордное волокно	0,1–0,2	0,2–5,0
Кожа-«горох»	0,1–0,5	0,5–7,0
Резиновая крошка размером, мм: до 1	0,1–2,0	1,0–5,0
2–3		1,0–5,0
Подсолнечная лузга	0,1–0,5	0,5–5,0

**2.1.14. Рекомендации по технологии бурения
при вскрытии и прохождении поглощающих горизонтов**

1. Вскрытие и прохождение потенциально поглощающего горизонта проводить с постоянным контролем свойств бурового раствора.

2. При вводе наполнителя циркуляция бурового раствора должна осуществляться, минуя вибросита и другие очистные устройства.

3. При роторном способе бурения до вскрытия проницаемого интервала и в процессе его прохождения установить производительность буровых насосов до 8–13 л/с, а число оборотов ротора до 60 мин⁻¹.

4. При спуске бурильной колонны производить промежуточные промывки через 200–500 м, начиная с башмака предыдущей обсадной колонны.

5. За 100 м до подхода к кровле поглощающего горизонта ограничить скорость спуска бурильной колонны до 0,5 м/с.

6. Вызов циркуляции при промежуточных промывках и на забое необходимо производить плавно с одновременным расхаживанием колонны бурильных труб и ее медленным вращением для разрушения структуры раствора.

7. Если при бурении отмечено частичное поглощение бурового раствора, необходимо увеличить концентрацию наполнителей в нем и снизить производительность буровых насосов.

8. При вскрытии зоны полного поглощения необходимо по возможности снизить производительность насосов и вести углубление скважины, контролируя наличие бурового раствора в приемных емкостях. Рекомендуется также постоянно вращать бурильную колонну с периодическим отрывом ее от забоя и расхаживанием. Если циркуляция к концу рейса не восстановилась, то необходимо до следующего рейса ввести в буровой раствор гранулированный наполнитель с более крупными размерами частиц по сравнению с применявшимися в предыдущем рейсе, оставив неизменными волокнистые и чешуйчато-пластинчатые типы наполнителей.

9. Для оценки эффективности закупоривания каналов поглощения бурового раствора с применяемыми типами наполнителей следует периодически определять положение динамического и статического уровней. Если происходит постоянное повышение уровней, бурение следует вести с выбранными типами наполнителей. При неизменном положении уровней необходимо увеличить фракционный состав наполнителей или приступить к другим способам изоляционных работ.

10. Очистку бурового раствора от наполнителей можно начинать только после полного восстановления циркуляции и углубления скважины не менее чем на 50 м ниже подошвы поглощающего горизонта. Одновременно следует увеличивать производительность буровых насосов до установленной техническим проектом.

2.1.15. Способы намыва (доставки) наполнителей в зону поглощения

Намыв наполнителей в зоны интенсивных поглощений через воронку, установленную на устье. Схема намыва приведена на рис. 10.

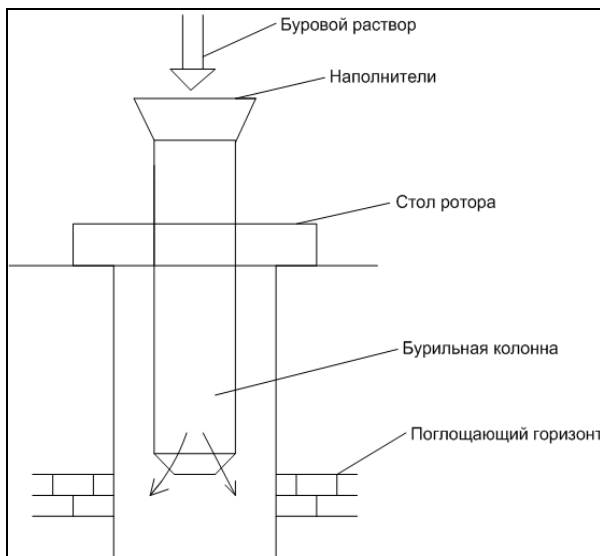


Рис. 10. Ввод наполнителей через воронку

Способ позволяет использовать наполнители с размерами частиц до 60–80 мм. Технология намыва крупного наполнителя может производиться по двум технологическим схемам:

- при постепенной закачке жидкости (бурового раствора, тампонажной смеси);
- порциями с последующей продавкой после того, как в буровых трубах скопится достаточный объем наполнителя.

Для этого открытый конец буровых труб устанавливают на 10–15 м выше кровли поглощающего горизонта. Наполнитель подают в воронку, установленную на устье скважины, одновременно с подачей бурового раствора через ведущую трубу буровым насосом или через отвод цементировочного агрегата. При восстановлении циркуляции ведущая труба наворачивается на буровый инструмент.

По аналогичной схеме намывают наполнители типа дробленой резины, кордового волокна, дробленого известняка, кошмы, керамики. Метод намыва наполнителей через воронку может применяться в скважинах, где статический уровень жидкости находится на глубине не менее 50 м.

Основным преимуществом способа намыва жидкости через воронку является возможность применения наполнителя с максимальными размерами частиц. Максимальный размер частиц наполнителя должен составлять не более одной трети от минимального внутреннего диаметра бурильной колонны.

При намыве крупного наполнителя необходимо выполнять следующие условия:

- до начала намыва крупного наполнителя надо нормализовать процесс движения жидкости по бурильным трубам в пласт предпочтительно при добавке мелкого наполнителя;
- ввод крупного наполнителя должен быть постепенным и равномерным при установленной постоянной подаче бурового раствора в бурильные трубы;
- добавка наполнителя не должна превышать 10 % (по объему к объему закачиваемой жидкости);
- количество наполнителя, поданного в трубу при намыве первой порции, не должно превышать 2–5 т;
- после намыва первой порции наполнителя необходимо ее продавить до зоны поглощения. Затем открытым концом инструмента определить местоположение образовавшегося осадка;
- при наличии осадка его необходимо разрушить вращением инструмента с промывкой.

Способ намыва наполнителей с помощью цементировочных агрегатов. Приводимый способ имеет широкое применение. Большинство зон поглощения при бурении скважин через известняки имеет поглощающие каналы мелкого и среднего размера (1–2 и 5–7 мм). В связи с этим буровые предприятия используют наполнители с малыми размерами частиц, которые способны прокачиваться насосами цементировочных агрегатов. Наибольшее применение имеют наполнители: опилки, кордное волокно, резиновая крошка, слюда, кожа-«горох», ореховая скорлупа и т.д.

Использование цементирующего агрегата дает возможность закачать раствор с наполнителем в скважину под высоким давлением с регулируемой подачей, не вызывая гидроразрыва пласта. Такой процесс изоляции применяется там, где ствол скважины подготавливается для бурения на растворах высокой плотности, или в скважинах, в которых при цементировании обсадных колонн происходят гидроразрывы пород. Намыв наполнителей с помощью ЦА целесообразно применять до получения первых признаков начала снижения интенсивности поглощения или роста уровня жидкости в скважине.

2.1.16. Установка мостов

Целями установки мостов являются следующие:

- ликвидация поглощений буровых и тампонажных растворов;
- получение в скважине устойчивого водогазонепроницаемого цементного стакана (моста) определенной прочности для перехода на вышележащий объект;
- забуривание нового ствола скважин;
- укрепление кавернозной части ствола скважин;
- ликвидация желобных выработок;
- ликвидация нефтегазоводопроявлений;
- консервация или ликвидация скважин.

Установкой моста называется операция по доставке тампонажной смеси в определенный интервал ствола скважины и удержание ее там до схватывания.

Технологический процесс установки моста и его качество зависят от ряда условий. К ним относят следующие:

- поглощение или нефтегазопроявления в интервале установки моста;
- большую кавернозность ствола скважины;
- высокие градиенты пластового давления между разобшаемыми пластами;
- состав флюидов и их свойства в поглощающих или проявляющих горизонтах;
- температуру и давление в интервале установки моста.

Поскольку мосты выполняют конкретные задачи, к ним предъявляются следующие требования:

- долговечность, коррозионная устойчивость;
- герметичность;
- прочность;
- несущая способность;
- интервал расположения моста;
- минимальное время схватывания после доставки тампонажного материала в интервал установки моста.

Указанные требования обусловлены конкретными геологическими условиями и назначением моста. Логично, что требования к надежности и долговечности, герметизирующей способности и прочностным свойствам цементных мостов должны соответствовать требованиям, предъявленным к крепи скважины [5].

Несущая способность моста зависит от его высоты, толщины слоя фильтрационной корки на стенке скважины. При удалении рыхлой части глинистой корки достаточна высота моста 25–30 м, а при ее наличии необходимая высота моста может увеличиваться до 250 м. Герметичность моста зависит от высоты, состояния поверхности контакта, так как давление, при котором происходит прорыв флюида, прямо пропорционально длине моста и обратно пропорционально толщине корки.

Мосты должны быть прочными. Если при испытании на прочность мост не разрушается при создании на него удельной осевой нагрузки 3–6 МПа, то его прочностные свойства удовлетворяют условиям забурирования нового ствола. К мостам для забурирования нового ствола предъявляются дополнительные требования по высоте. Это обусловлено тем, что прочность верхней части моста должна обеспечить возможность забурирования нового ствола с определенной интенсивностью искривления, а нижняя часть должна надежно изолировать старый ствол.

2.1.17. Тампонажные смеси и пасты для изоляции зон поглощений

Для изоляции зон поглощения в настоящее время широко применяют различные тампонажные смеси и пасты, получаемые на неорганической основе вяжущих материалов (гипсов, цемента), полимерных соединений, глинистого раствора с добавками наполнителей и химических реагентов.

Опыт борьбы с поглощением буровых и тампонажных растворов показывает, что успех изоляционных работ в большей степени зависит от свойств и качества применяемых тампонирующих смесей. Успех работ по перекрытию каналов ухода бурового и тампонажного растворов в пласте зависит от структурно-механических свойств тампонажных смесей, правильно подобранных рецептур и технологии доставки их в скважину (рис. 11).

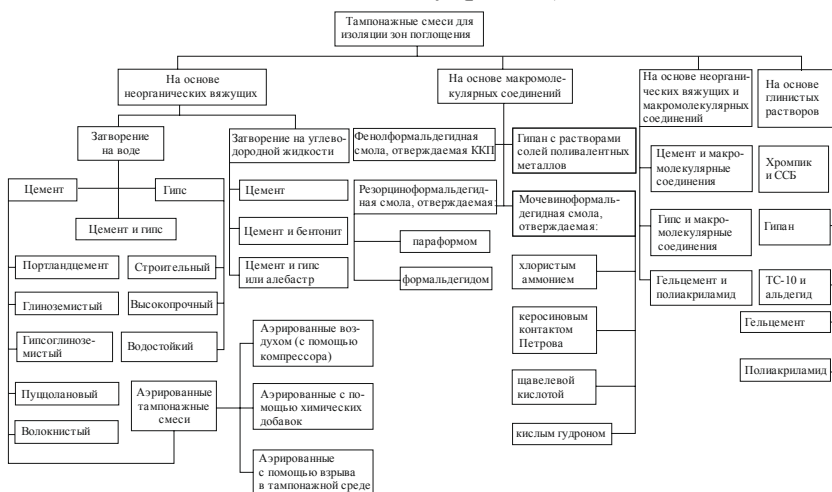


Рис. 11. Классификация тампонажных смесей
для изоляции зон поглощений

К тампонажным смесям, применяемым для изоляции зон поглощения, предъявляют следующие требования [6]:

- тампонажная смесь должна обладать хорошей текучестью и сохранять ее в течение времени, необходимого для закачивания и продавки в каналы поглощающего пласта;

- плотность смеси должна быть близкой к плотности бурового раствора, что в меньшей степени нарушает равновесие в системе скважина – пласт;

- сроки схватывания, а также пластическая прочность смеси должны легко регулироваться; время начала схватывания смеси должно превышать время, необходимое для доставки смеси в намеченный интервал и продавливания ее в пласт, на 20–25 %;

- тампонажные смеси должны образовывать в порах и трещинах горных пород тампонажный камень или прочный тампон;

- при твердении (упрочнении) не давать усадки с образованием трещин и быть непроницаемыми для жидкостей и газов;

- проникать в поры и микротрещины при избыточном давлении, но в то же время не растекаться в трещинах под действием собственной массы;

- обладать хорошей сцепляемостью со стенками трещины (поры);

- обладать закупоривающей способностью вследствие изменения физико-механических свойств в процессе движения;

- быть устойчивыми к седиментации;

- не должны ухудшать свои изоляционные свойства при взаимодействии с пластовыми водами поглощающего горизонта;

- оказывать на тампонируемые породы закрепляющее действие;

- смесь должна сохранять стабильность при температуре и давлении в условиях в изолируемом горизонте;

- после закачки в зону поглощений смесь должна быстро схватиться и приобрести в минимальные сроки достаточную прочность (не менее 0,5–1,4 МПа при испытании образцов на сжатие через 8–16 ч);

- смесь должна быть устойчивой к разбавлению пластовыми водами.

2.1.18. Свойства тампонажных смесей

Выбор тампонажных смесей производят по их структурно-механическим и реологическим показателям:

- подвижности (консистенции);

- срокам схватывания;
- времени загустевания;
- водоудерживающей способности;
- плотности смеси и прочности образующегося камня.

Подвижность тампонажной смеси определяет возможность ее прокачивания в скважину. От степени подвижности смеси зависит величина гидравлических сопротивлений при прокачивании ее по стволу скважины и каналам поглощающего горизонта. Гидравлические сопротивления могут быть рассчитаны, если известны реологические параметры тампонажной смеси: пластическая вязкость η , статическое θ и динамическое τ_0 напряжение сдвига. Эти величины определяют с помощью капиллярного или ротационного вискозиметра.

При проведении изоляционных работ очень важно знать время, в течение которого тампонирующая смесь в условиях конкретной скважины сохраняет подвижность (прокачиваемость), и время, когда смесь превращается в камень. Скорость схватывания зависит:

- от состава и вида компонентов, а также их свойств;
- водосмесового отношения;
- свойств жидкости затворения и наличия в ней химических реагентов;
- свойств флюидов, находящихся в изолируемом горизонте;
- температуры и давления в скважине.

Наиболее быстро тампонирующая смесь схватывается в состоянии покоя.

В статических условиях сроки схватывания определяют по методу Вика. Сроки загустевания и схватывания тампонирующих смесей в условиях заданных значений температуры и давления определяют в специальных установках [6].

Процесс схватывания тампонажной смеси, находящейся в движении, проявляется в увеличении динамического напряжения сдвига τ_0 и пластической вязкости η , что приводит к росту гидравлических сопротивлений в трубах и кольцевом пространстве и к росту давления на насосах. Это может привести к остановке агрегата и оставлению смеси в трубах.

Водоудерживающая способность тампонажной смеси характеризует, с одной стороны, ее устойчивость как дисперсной системы, а с другой – способность к образованию тампонов в трещинах в процессе водоотделения. Для некоторых видов тампонажных растворов и смесей (цементных) водоудерживающую способность надо повышать, так как будет возникать разделение смеси на твердую и жидкую фазы. Седиментационная неустойчивость приводит к тому, что затвердевает только нижняя часть раствора или он вообще не схватывается. В других растворах, например глиноцементных, водоотделение нужно увеличивать. Такие растворы в процессе течения по каналам интенсивно отфильтровывают воду в пористые стенки, что сопровождается ростом реологических параметров и прекращением движения смеси. Остановка раствора в канале вызывает образование плотного тампона. Чем интенсивнее водоотделение, тем активнее протекают эти процессы. Показателем водоудерживающей способности тампонажной смеси является водоотдача. Водоотдачу определяют на приборах ВМ-6.

Плотность тампонажной смеси определяет гидростатическое давление в скважине. Замеряется плотность ареометром АГ-ЗПП.

Седиментационная устойчивость тампонажной смеси характеризуется коэффициентом водоотделения и измеряется в процентах. Определяется седиментационная устойчивость следующим образом. Исследуемый раствор наливают в два цилиндрических сосуда, имеющих мерные деления. Емкость сосудов по 250 см³. Смесь оставляют в покое на 3 ч. Затем по делениям на стенках сосудов определяют объемы жидкости, отделившейся от смеси. По результатам измерений вычисляют коэффициент водоотдачи в %:

$$K_{\text{в}} = \frac{V_1 - V_2}{V_1} \cdot 100 \%,$$

где V_1 – первоначальный объем тампонажной смеси, см³;

V_2 – объем осевшей тампонажной смеси, см³.

Раствор считают достаточно устойчивым, если коэффициент водоотделения не превышает 2,5 %.

Необходимо понимать, что создать тампонажные растворы и смеси, отвечающие всем требованиям, практически невозможно. Например, составы, не растекающиеся в каналах горных пород, плохо прокачиваются. Седиментационная устойчивость дисперсных тампонажных растворов и смесей с уменьшением содержания твердой фазы падает. Выполняя то или иное требование, необходимо следить за тем, в какой степени будут соблюдаться другие требования. Геолого-технические условия работ и конкретные условия в изолируемом горизонте обычно диктуют основные требования, а другие могут соблюдаться не столь строго.

Наиболее распространенным способом изоляции поглощающих горизонтов является нагнетание тампонажных смесей в естественные каналы. Тампонажная смесь должна прекратить свое движение в каналах пласта при их заполнении на некоторое расстояние от ствола скважины. Связь между структурно-механическими свойствами смеси, величиной раскрытия каналов в пласте и избыточным давлением в системе ствол скважины – пласт описывается следующей зависимостью [6]:

$$\theta = \Delta P r / a,$$

где θ – статическое напряжение сдвига, Па;

ΔP – избыточное давление на поглощающий пласт, Па;

r – необходимая глубина проникновения тампонажной смеси в пласт, мм;

a – раскрытие каналов (диаметр канала, ширина трещины), мм.

Наиболее простой способ определения структурно-механических свойств тампонажных смесей – измерение изменений ее пластической прочности во времени. По величине пластической прочности можно рассчитать значения статического и динамического напряжения сдвига, используя следующие зависимости:

$$\theta = 0,25 P_{\text{пр}};$$

$$\tau_0 = 0,029 P_{\text{пр}} + 0,51,$$

где $P_{\text{пр}}$ – пластическая прочность смеси.

Структурно-механические свойства следует выбирать так, чтобы тампонажная смесь проникла вглубь пласта по наиболее крупным поглощающим каналам на расстояние 1–5 м при избыточном давлении 0,5–3,0 МПа.

Рекомендуемые значения структурно-механических свойств тампонажной смеси для различных величин раскрытия каналов поглощения приведены в табл. 15.

Таблица 15

Рекомендуемые значения структурно-механических свойств
тампонажной смеси для различных величин
раскрытия каналов поглощения

Раскрытие каналов, мм	Статическое напряжение сдвига θ , Па	Пластическая прочность $P_{пр}$, МПа
1	50–250	200–1000
3	140–660	560–2640
5	250–1250	1000–5000
10	500–2500	2000–10000
20	1000–5000	4000–20000

Структурно-механические и реологические параметры тампонажных смесей регулируются количественным соотношением компонентов в смеси, а также добавкой определенных наполнителей и химических реагентов.

Поскольку параметры, характеризующие поглощающие горизонты, неодинаковы, составы смесей подбираются для каждого конкретного поглощающего пласта. Перед началом операции по закачке тампонажной смеси (установке моста) необходимо определить сроки загустевания и схватывания тампонажной смеси.

2.1.19. Виды тампонажных смесей и их рецептуры.

Смеси на основе тампонажных цементов

Значительное число операций по изоляции поглощающих горизонтов производится закачкой растворов, смесей, паст, приготовленных на основе тампонажных цементов.

Раствор, получаемый в результате затворения тампонажного цемента водой (или другой жидкостью), обработанной химическими реагентами для повышения качества смеси и камня или облегчения проведения технологического процесса, называют **тампонажным**.

Тампонажные растворы применяют для изоляции поглощающих горизонтов, разобщения пластов, проведения ремонтных работ в скважинах при широком диапазоне условий:

- при температурах от -15 до 250 °С;
- при давлении $1,5$ – $200,0$ МПа;
- условных диаметрах каналов и трещин поглощающих горизонтов от долей миллиметра до десятков сантиметров и протяженности до нескольких сотен метров;
- при наличии в разрезе скважин разнообразных видов пород, которые могут быть прочными и рыхлыми, подверженными гидрорывам и другим видам нарушений.

В таких условиях, применяя цементный раствор лишь одного типа, нельзя обеспечить герметичность заколонного пространства или надежно изолировать зону поглощения. Нужен ряд растворов, изготавливаемых с учетом целей и условий их применения. Это растворы, приготовленные из разных цементов с обработкой химическими реагентами с использованием различных технологических схем приготовления. Тампонажные цементы, из которых изготавливают тампонажные растворы, смеси и пасты, классифицируются по следующим признакам [3]:

- по вещественному составу – в зависимости от содержания добавок разделяются на группы:
 - без добавок;
 - с добавками;
- по температуре применения (°С):
 - для условий многолетнемерзлых пород;
 - низких температур (до 15);
 - нормальных температур (15 – 50);
 - умеренных температур (50 – 100);

- повышенных температур (100–150);
- высоких температур (150–250);
- сверхвысоких температур (>250);
- циклично меняющихся температур;
- по плотности тампонажного раствора (кг/м³):
- легкие (ниже 1400);
- облегченные (1400–1650);
- нормальные (1650–1950);
- утяжеленные (1950–2300);
- тяжелые (>2300);
- по устойчивости тампонажного камня к агрессии пластовых вод:
- устойчивые только к хлоркальциево-натриевым водам;
- устойчивые к сульфатным водам, а также к хлоркальциево-натриевым;
- устойчивые к кислым (углекислым, сероводородным) водам;
- устойчивые к магнезиальным водам;
- по видам жидкости затворения.

Быстросхватывающиеся смеси БСС [6]. Для сокращения сроков схватывания и получения высокой прочности цементного камня на ранней стадии твердения в тампонажный цементный раствор на основе портландцемента вводят ускорители схватывания: хлористый кальций, кальцинированную соду, углекислый калий (поташ), хлористый алюминий, хлористый натрий, сернокислый глинозем, жидкое стекло, каустическую соду, высокоминерализованную пластовую воду хлоркальциевого типа и др.

Количество вводимых ускорителей обычно не превышает 2–8 % от массы цемента в пересчете на сухое вещество. Время ожидания затвердевания БСС в 3–4 раза меньше, чем в тампонажных растворах без добавок ускорителей.

Поскольку ускорители часто поступают на промыслы в виде водного раствора, то при приготовлении БСС необходимо знать концентрацию сухого вещества.

Плотность водного раствора ускорителя необходимо проверять непосредственно на буровой, так как при хранении и перевозке в открытой таре возможна его конденсация или разбавление атмосферными осадками.

Водные растворы ускорителей схватывания можно добавлять в воду затворения цемента и в цементный раствор, а порошкообразные ускорители – в сухую цементную смесь.

Цементные растворы с содержанием 8–10 % хлористого кальция [3] могут быть рекомендованы для изоляции высокопористых или мелкотрещиноватых пород, однако успешность изоляционных работ может быть достигнута в том случае, если в период транспортировки раствора к зоне поглощения не произойдет его разбавление водой.

БСС могут быть получены на основе специальных цементах – глиноземистого, гипсоглиноземистого и пуццоланового.

Глиноземистый цемент используют как добавку к тампонажному цементу в количестве не более 10–20 % от массы смеси. При этом начало схватывания при водоцементном отношении, равном 0,5, может быть снижено до 20 мин. Предел прочности при твердении в пластовой воде через 2 сут составляет 1,4–1,7 МПа. При вводе в глиноземистый цемент до 4 % фтористого натрия время до начала схватывания составляет 35 мин, при этом растекаемость, плотность смеси и прочность камня изменяются незначительно. Гипсоглиноземистый цемент из-за высокой стоимости чаще применяют в смеси с другими цементами. Так, быстросхватывающуюся расширяющуюся смесь можно получить при добавлении 20–30 % гипсоглиноземистого цемента в тампонажный, при этом расширение камня составляет до 5 %. Для облегчения такой смеси в нее добавляют до 30 % доломита с влажностью не более 6 %, при водоцементном отношении, равном 0,8, плотность $1,55 \text{ г/см}^3$, а начало схватывания находится в пределах от 50 мин до 1 ч 25 мин. Расширяющийся быстросхватыва-

вающийся цемент с началом схватывания до 20 мин можно получить введением в глиноземистый цемент до 25 % строительного гипса.

Пуццолановый цемент получают добавлением к тампонажному цементу активных минеральных добавок (опока, трепел) в количестве 30–50 % от массы цемента. Для регулирования сроков схватывания используют ускорители схватывания (хлорид кальция, кальцинированная сода и др.) в количестве 4–6 % от массы сухой цементной смеси. Пуццолановые смеси отличаются более интенсивным загустеванием и меньшей плотностью ($1,65\text{--}1,70\text{ г/см}^3$) по сравнению с цементными растворами без активных минеральных добавок.

Тампонажный раствор с высоким показателем фильтрации (ТРВВ) [6]. ТРВВ рекомендуется применять для изоляции зон поглощения бурового раствора в трещиноватых породах.

При приготовлении ТРВВ предпочтительно использовать глинистый раствор, не обработанный химическими реагентами. В цементный раствор следует вводить до 3 % хлористого кальция к массе сухого цемента. Для повышения закупоривающей способности в ТРВВ добавляют инертные наполнители.

Основными показателями, определяющими изоляционные свойства ТРВВ, являются показатель фильтрации, толщина фильтрационной корки и пластическая прочность.

При закачивании смеси в зону поглощения входящие в ее состав наполнители создают решетку в каналах поглощения, особенно в местах изгибов этих каналов и изменения их сечения, через которую происходит быстрое отфильтровывание воды из тампонажного раствора и образование плотного, прочного изолирующего слоя.

Благодаря высокому показателю фильтрации тампонажный раствор быстро обезвоживается. Хорошие закупоривающие свойства смеси обусловлены выпадением в поглощающих каналах ее твердой фазы, прежде всего утяжелителя, инициирующего этот

процесс. Вследствие этого закупоривающая способность ТРВВ пропорциональна объему наполнителя, введенного в смесь.

Закупоривающая способность тампонажного раствора повышается при закачке ТРВВ с изменением подачи насосов при непродолжительных остановках. Тампонажный раствор с высокими показателями фильтрации закачивают в скважину только при установленном пакере, что позволяет избежать аварий, связанных с прихватом инструмента.

Облегченные смеси [6]. Плотность смесей, приготовленных на основе тампонажных цементов, снижают вводом облегченных добавок, которые также повышают закупоривающие свойства смесей. К ним относятся: глина, перлит, фильтроперлит, керамзит, молотые нефтебитумы, вермикулит, опока, нефтяной кокс и др.

Гипсовые растворы [3]. Для изоляции пластов с температурой 25–30 °С применяют смеси на основе высокопрочного строительного или водостойкого гипса с добавлением замедлителей схватывания. Поскольку свойства гипса заметно меняются во времени, необходимо перед проведением изоляционных работ сделать экспресс-анализ с целью корректировки сроков схватывания смесей. В качестве замедлителей схватывания применяют триполифосфат натрия (ТПФН), тринатрийфосфат, КМЦ, ССБ и др. В табл. 16 приведены показатели свойств гипсовых растворов при атмосферных условиях.

Особенность гипсовых растворов – высокая скорость структурообразования, причем они сохраняют это свойство при значительном содержании воды. Снижение скорости структурообразования и нарушение прочности структуры происходит только при содержании воды более 160 % от массы сухого гипса. Цементные растворы более восприимчивы к повышенному содержанию воды, поэтому разбавление их в процессе тампонирувания отрицательно влияет на качество изоляционных работ. Хорошими физико-механическими свойствами обладают гипсовые растворы с добавками полимеров.

Таблица 16

Гипсовые растворы

Тип гипса	ВГ*	Добавка ТПФН, %	Плотность, г/см ³	Растекаемость, см	Сроки схватывания, ч–мин		Прочность на сжатие через 4 ч, МПа
					Начало	Конец	
Высокопрочный	0,5	0,01	1,72	19,5	0–15	0–20	4,2
	0,5	0,03	1,72	20,5	0–25	0–30	4,5
	0,5	0,075	1,72	20,5	0–35	0–45	4,5
	0,6	–	1,66	24,0	0–17	0–20	3,9
	1,0	–	1,46	25,0	0–26	0–30	1,0
Строительный	0,7	0,1	1,68	20,0	0–10	0–20	3,9
	0,6	0,5	1,68	18,5	0–40	1–00	3,7
	0,6	1,0	1,67	19,0	1–50	2–10	1,1
Водостойкий	0,6	0,1	1,65	22,0	0–15	0–25	3,8
	0,6	0,3	1,65	22,0	0–30	0–35	1,9
	0,6	0,5	1,64	22,0	0–40	0–50	1,3
	0,6	0,7	1,64	21,0	0–50	1–00	0,6

ВГ* – водогипсовое отношение.

Гипсоцементные смеси [3]. Положительными качествами цементного и гипсового растворов обладают гипсоцементные смеси, имеющие короткие сроки схватывания и твердения и дающие высокопрочный камень через 3–4 ч после затворения смеси. Наличие минералов цементного клинкера способствует наращиванию прочности гипсоцементного камня при твердении в водных условиях, что выгодно отличает гипсоцементные смеси от гипсовых растворов. Проницаемость гипсоцементного камня через 4 ч после затворения не превышает $(5-9) \cdot 10^{-3}$ мкм², а через 24 ч – $0,5 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Гипсоцементные растворы изготавливают смешением гипса и тампонажного цемента в сухом виде с последующим затворением полученной смеси на растворе замедлителя или смешением раствора гипса, затворенного на растворе замедлителя, и раствора тампонажного цемента. В табл. 17 представлены свойства гипсоцементных смесей, полученных смешением сухого гипса и цемента в со-

отношении 1:1, а в табл. 18 – смешением раствора цемента и гипса в соотношении 1:1 (цемент Вольского завода, В/Ц = 0,5; гипс строительный, В/Ц = 0,7).

Таблица 17

Свойства гипсоцементных смесей

В/С*	Замедлитель		Плотность, г/см ³	Растекаемость, см	Сроки схватывания, ч–мин		Прочность на сжатие через 4 ч, МПа
	Наименование	Содержание			Начало	Конец	
0,6	–	–	1,72	24	0–10	0–15	1,4
0,6	ТПФН	0,2	1,72	24	0–20	0–30	1,1
0,6	ТПФН	0,3	1,72	24	0–25	0–35	1,0
0,6	ТПФН	0,4	1,72	24	0–40	0–50	0,8
0,6	ТПФН	0,5	1,72	25	0–40	0–50	0,7
0,5	ССБ	1,0	1,76	25	0–40	0–55	1,1
0,5	ГМФН	0,7	1,89	21	0–30	0–40	0,8

*В/С – водосмесевое отношение.

Таблица 18

Свойства смеси СКМ-19

Температура, °С	Добавка хлорного железа, % (от массы смолы)	Сроки схватывания, ч–мин		Прочность через 6 ч, МПа	
		Начало	Конец	на изгиб	на сжатие
24	2,0	0–90	0–17	15,0	30,0
	1,0	0–50	1–10	15,0	30,0
	0,5	2–00	3–00	15,0	30,0
50	0,3	0–30	1–40	14,0	26,0
	0,2	0–50	1–00	12,7	24,2
	0,1	3–30	4–35	2,4	3,8
70	0,25	0–25	0–40	5,6	12,7
	0,13	1–25	1–35	1,8	2,5
	0,08	2–00	2–30	0,3	0,3
90	0,08	0–50	1–05	1,6	4,2
	0,03	2–20	3–20	1,1	0,5
	0,01	3–25	4–30	–	0,4

Для предотвращения схватывания гипсоцементного раствора в бурильных трубах необходимо вначале закачать 1 м³ водного рас-

твора замедлителя, на котором затворили гипс. Стойкость гипсоцементных растворов к разбавлению водой значительно выше, чем у цементных растворов. Резюмируя сказанное, отметим:

- кривые загустевания гипсоцементных смесей, так же как и кривые пластической прочности, показывают, что переход от коагуляционного периода структурообразования к кристаллизационному происходит за небольшой период;
- изменение температуры в пределах 10–50 °С оказывает существенное влияние на процесс;
- увеличение содержания воды отодвигает начало загустевания смесей, причем формирующаяся структура в процессе перемешивания разрушается только при $V/C = 0,8$ и выше;
- быстрое загустевание смеси даже при значительном содержании воды ($V/C = 0,8...0,9$) свидетельствует о высоких тампонирующих свойствах гипсоцементных смесей и выгодно отличает их от цементных растворов, которые весьма чувствительны к разбавлению водой.

Поскольку гипсоцементные растворы обладают короткими периодами перехода от тиксотропной коагуляционной структуры к прочной конденсационно-кристаллизационной структуре, они могут быть рекомендованы для перекрытия крупнокавернозных и сильнотрещиноватых поглощающих участков ствола скважины.

Перемешивание гипсоцементных смесей приводит к их загустеванию за время, несколько меньшее начала схватывания в статических условиях.

Глиноцементные растворы [3]. Глиноцементные растворы готовят из тампонажного цемента, бентонита и ускорителей схватывания смешением сухих компонентов с последующим их затворением или добавлением бентонита в цементный раствор. Наличие в смеси глинистых частиц способствует более быстрому росту структуры. Глиноцементные растворы менее чувствительны к воздействию бурового раствора. Бентонит снижает проницаемость тампонажного камня, уплотняет его структуру.

Добавка к глиноцементной смеси 0,5–1,0 % сернокислого глинозема усиливает начальную подвижность смеси, повышающуюся также с увеличением содержания бентонитовой глины.

Глиноземистые смеси с сернокислым глиноземом сохраняют стабильные вязкостные свойства в течение времени, достаточного для их доставки в зону поглощения. Затем происходит интенсивный рост вязкости, и смесь при заданном избыточном давлении продавливают в пласт.

Время прокачивания таких смесей составляет 80–100 мин, т.е. сернокислый глинозем оказывает стабилизирующее действие на раствор в период его прокачивания.

Для приготовления раствора цемент и глинопорошок засыпают в бункер цементосмесительной машины, а сернокислый глинозем растворяют в воде затворения.

Цементно-полимерные растворы [3] получают при введении в цементные растворы полимерных добавок, что позволяет улучшить свойства как растворов, так и тампонажного камня. Высокая термостойкость, непроницаемость полимеров улучшают соответствующие свойства цементных композиций, их структурные свойства и изолирующую способность. Важным качеством таких растворов является то, что их фильтрат обладает крепящими свойствами. Это способствует отверждению глинистой корки и сцеплению тампонажного камня со стенками скважины.

Разработана цементно-смоляная композиция ЦСК-1, состоящая из тампонажного цемента с добавкой алифатической эпоксидной смолы ТЭГ-1 и отвердителя полиэтиленполиамина (ПЭПА).

Для приготовления ЦСК-1 в воду затворения последовательно вводят смолу ТЭГ и отвердитель ПЭПА, а затем на этой жидкости затворяют цемент.

Растворы на углеводородной основе [6]. Растворы, приготовленные на углеводородной жидкости (чаще всего на дизельном топливе), приобретают высокую пластическую прочность после замещения в них дизельного топлива водой. Инертность вяжущего вещества к дизельному топливу позволяет безопасно транспорти-

ровать растворы по бурильным трубам на значительные глубины. При контакте с водой происходит замещение дизельного топлива, и раствор превращается в высоковязкую пасту. Прочность получаемого тампонажа зависит от концентрации вяжущего вещества. Для получения подвижного, легко прокачиваемого раствора при высоком содержании твердой фазы рекомендуется вводить в него креозол, кубовые остатки этилового эфира ортокремневой кислоты и другие ПАВ, которые способствуют также отделению дизельного топлива после закачивания смеси в пласт.

Наиболее часто в практике применяются соляроцементные, соляробентонитовые и соляроцементно-бентонитовые смеси.

Соляроцементные смеси содержат 30–40 % дизельного топлива, 0,5–1,0 % креозола и 6 % ускорителя (кальцинированной соды) от массы цемента. Для большей прочности цементного камня в состав смеси вводят до 30–50 % кварцевого песка.

Соляроцементно-бентонитовые смеси (СЦБС) имеют следующий состав: 1000–1200 кг бентонитового глинопорошка, 300–500 кг цемента и 0,5–1,0 % ПАВ от массы смеси на 1 м³ дизельного топлива. При смешивании этого состава с водой или буровым (глинистым) раствором образуется нерастекаемая тампонажная паста с высокой пластической прочностью и вязкостью. Для снижения отрицательного воздействия на смесь пластовых вод до начала схватывания и повышения прочности тампонажного камня в СЦБС вводят 3–10 % жидкого стекла (от массы цемента).

Растворы на углеводородной жидкости изготавливают следующим образом. В мерные емкости цементируемых агрегатов заливают расчетное количество дизельного топлива, в котором растворяют ПАВ. На этой жидкости затворяют бентонит, цемент или их смесь. При прокачивании через бурильные трубы смесь должна быть изолирована от бурового раствора верхней и нижней порциями дизельного топлива – по 0,5 м³, объем смеси не должен превышать 5 м³. После вытеснения смеси из бурильных труб в затрубное пространство прокачивают 0,5–1,0 % бурового раствора. Образование плотного геля при соединении смеси с водой происходит бла-

годаря тому, что она очень быстро абсорбирует воду. Образующийся в течение нескольких секунд гель вначале напоминает «замазку». Через несколько минут она превращается в густую, мало-подвижную резинообразную массу, устойчивую к деформациям и перемещениям под действием сил, возникающих при перепаде давления.

Содержащиеся в буровом растворе механические частицы (обломки выбуренной породы и т.п.) способствуют некоторому упрочнению образующейся массы. Через 2 ч, особенно при высокой минерализации находящейся в зоне поглощения жидкости, загустевший материал напоминает по своим механическим свойствам обычный ластик из искусственной резины и обладает упругими свойствами, близкими к свойствам обычной корковой пробки. Для получения максимального количества геля необходимо, чтобы соотношение объемов исходной смеси и воды не выходило за пределы 8:1–1:1.

Способ ликвидации поглощения с помощью тампонажных смесей сводится к следующему:

- готовую смесь закачивают в скважину через бурильные или насосно-компрессорные трубы;
- закачку смеси обычно производят одним буровым насосом. Вторым насосом закачивают в затрубное пространство воду или буровой раствор.

Наиболее эффективное использование тампонажных смесей предусматривает соблюдение следующих условий:

- точное определение местоположения поглощающего пласта;
- если вся зона поглощения находится на глубине забоя скважины, следует попытаться пройти ее всю;
- перед закачкой смеси в скважину желательно спустить бурильные трубы, без долота с открытым концом или оборудованные перфорированным смесительным ниппелем;
- к моменту установки конца бурильной колонны на заданной глубине (обычно несколько выше кровли поглощающего пласта) смесь должна быть заготовлена, чтобы начать закачку ее в скважи-

ну между двумя порциями буферной жидкости. В качестве буферной жидкости обычно используется дизельное топливо, каждая порция которого равняется 3–8 м³;

- скорость закачки смеси выдерживается в пределах 1,6–3,2 м³/мин;

- в процессе выхода смеси производится расхаживание бурильной колонны, что способствует лучшему перемешиванию смеси с водой или раствором и ускоряет гелеобразование. Кроме того, расхаживание колонны уменьшает опасность ее прихвата в случае ошибок при измерении длины бурильных труб или определении местоположения поглощающего пласта;

- продавка тампонажной смеси должна продолжаться до тех пор, пока вся приготовленная порция не вытеснится из бурильных труб, чтобы произвести задавку геля в поглощающий пласт;

- максимальное давление, достигнутое в процессе продавки, следует поддерживать в течение 5 мин для определения эффективности закупорки поглощающего пласта;

- по истечении 1–2 ч необходимо увеличить испытательное давление до такого значения, чтобы оно превышало нормальное в процессе циркуляции, но не было бы больше пластового;

- перед тем как поднять бурильные трубы для наворачивания долота, их можно приподнять для того, чтобы, включив насосы, убедиться, что циркуляция восстановлена;

- в большинстве случаев при наиболее сильных поглощениях, особенно когда поглощение происходит в кавернозные пласты, полученную с помощью тампонажной смеси изоляцию затем усиливают, создавая цементную пробку, обеспечивающую большую надежность и долговечность изоляции при дальнейшем бурении скважины с буровым раствором высокой плотности.

2.1.20. Тампонажные растворы на основе полимеров

Полимерные тампонажные растворы имеют следующие преимущества перед растворами минеральных вяжущих веществ: малую плотность, удобство регулирования сроков схватывания, хо-

рошую фильтруемость, отсутствие проницаемости тампонажного камня, высокую прочность и стойкость камня к агрессии. Из большого количества полимеров, выпускаемых отечественной промышленностью, наиболее широкое применение для разработки тампонажных смесей получили водорастворимые смолы. Однако наиболее перспективны водонерастворимые смолы, способные противостоять перетокам жидкости по стволу скважины в самом пласте и не вступать с ней во взаимодействие, сохраняя исходный компонентный состав и соответствующие ему свойства раствора.

Тампонажная смесь СКМ-19 разработана на основе мочевиноформальдегидной (карбамидной) смолы М-19-62, отверждаемой 30%-ным водным раствором хлорного железа. При перемешивании смолы с отвердителем через определенное время происходит потеря текучести, а затем интенсивное отверждение смолы и быстрое нарастание прочности тампонажного камня (см. табл. 18).

Для улучшения изолирующей способности в смесь рекомендуется вводить следующие наполнители: опилки, кордное волокно, резиновую крошку и др. При разбавлении смеси минерализованной водой в соотношении 1:1 и 1:2 сроки схватывания увеличиваются соответственно на 10 и 40 %. При этом прочность тампонажного камня значительно снижается, однако остается удовлетворительной для перекрытия поглощающих каналов.

Тампонажную смесь ТС-ФА изготавливают на основе водонерастворимого фурфуролацетонного мономера (мономер ФА), отверждаемого 30%-ным водным раствором хлорного железа. Термостойкость мономера ФА превышает 200 °С, плотность 1,09–1,17 г/см³. При хранении до одного года он почти не изменяет свои свойства и не теряет способности к отверждению. При температуре выше 140 °С следует учитывать влияние избыточного давления на сроки схватывания смеси. Вследствие низкой вязкости тампонажного состава целесообразно вводить в него до 10 % наполнителей (кордного волокна). При этом следует корректировать сроки схватывания до заданных значений, так как некоторые наполнители оказывают замедляющее

действие на отверждение смеси ТС-ФА, и поэтому при вводе в смесь наполнителей количество отвердителя увеличивают.

Смесь на основе латексов. Разработаны тампонажные смеси на основе малоцентрированных латексов (СКМС-30АРК, ДВХБ-70, ДВМП-10Х и СПС-30ИКПХ) с содержанием 25–30 % сухого вещества. Эти латексы коагулируют в водном растворе хлорида кальция, образуя плотную резиноподобную массу. Малоцентрированные латексы (МКЛ) перед использованием структурируют введением в них 0,5–1,0 % к массе порошкообразного КМЦ при круговой циркуляции латекса. Если КМЦ в виде раствора, то следует вводить 10 % от объема латекса 5–7%-ного раствора КМЦ. Структурирование латексов способствует более равномерному распределению в них наполнителей (опилки, кордное волокно, резиновая крошка и др.), оптимальная добавка которых составляет 100–120 кг на 1 м³ латекса.

В промысловых условиях применяют две технологические схемы закачивания МКЛ в скважину. По первой латекс коагулируют на поверхности в специальном устройстве, состоящем из центральной трубы, бокового патрубка и камеры смешения. Латекс подается по центральной трубе, а хлорид кальция с наполнителем – через боковой патрубок. При отсутствии устройства используют тройник тампонажной линии. Максимальная концентрация хлорида кальция в водном растворе коагулюма 3 %. МКЛ смешивают с раствором хлорида кальция в соотношении 1:1 по объему. Эту схему применяют при полной потере циркуляции, когда поглощающий пласт представлен крупными карстами и трещинами.

По второй схеме латекс закачивают порциями (не менее трех), разделенными 3%-ным водным раствором хлорида кальция в объеме не менее порции латекса. Между МКЛ и водным раствором хлорида кальция закачивают буферную жидкость – пресную воду в объеме 300–500 л. Объем одной порции латекса 1–2 м³.

Для надежной коагуляции МКЛ перед ним и после него следует закачать по 2–3 м³ водного раствора хлорида кальция. Чтобы закрепить коагулюм латекса, в поглощающий пласт закачивают БСС.

Таблица 19

Свойства смеси, приготовленной с использованием
альметьевского глинопрошка

Соотношение латекса и 40%-ного глинистого раствора	Массовая доля компонентов, %			Плот- ность, кг/м ³	Густота по ГОСТ 310.3–76, мм	Давле- ние, МПа
	Ла- текс	Глинопоро- шок	Вода			
1,0:1,5	34,7	26,1	39,2	–	10	1,6
1,0:1,0	44,4	22,3	33,3	1120	29	3,2
1,5:1,0	54,5	18,2	27,3	–	30	5,0

Для временной изоляции зон поглощений в трещиноватых и кавернозных породах разработана смесь на основе латекса марки СКС-50 ГКП и глинистого раствора. В табл. 19 приведены свойства смеси, приготовленной с использованием альметьевского глинопрошка.

2.1.21. Тампонажные пасты

Тампонажные пасты изготавливают на глинистой основе или на основе неорганических вяжущих веществ. Пасты на глинистой основе представляют собой высоковязкие тампоны, которые применяют для проведения тампонажных работ по снижению интенсивности поглощения с последующим закачиванием БСС или как самостоятельные изолирующие смеси при низкой интенсивности поглощения. Пасты на основе неорганических вяжущих веществ являются твердеющими и со временем превращаются в тампонажный камень достаточной прочности. Ниже описаны пасты, наиболее широко используемые при изоляционных работах.

Вязкая тампонажная паста (ВТП) обладает повышенной пластической прочностью и изготавливается с помощью цементировочного агрегата по рецептурам, приведенным в табл. 20.

Таблица 20

Рекомендуемые рецепты вязкой тампонажной пасты

Состав, %			Плотность, г/см ³	Условная вязкость, с	СНС _{1/10} , Па	Показатель фильтрации, 1 см ³ /30 мин	Толщина глинистой корки, мм
Бентонит	Вода	Добавка, % от V_{p-pa}					
13*	87	CaCl ₂ – 0,5	1,08	40	6,0/7,5	30	4
60**	40	CaCl ₂ – 1,5	1,28	46	7,5/9,0	39	7
60**	40	Цемент – 0,5	1,28	125	6,9/6,9	44	10

* Иджеванский бентонит.

** Альметьевский глинопопорошок.

Паста применяется для изоляции мелких поглощающих каналов, оценки поглощающей способности скважины и выбора последующего направления ведения изоляционных работ, а также для определения возможности перехода на промывку скважин глинистым раствором.

Гипаноглинистая паста (ГГП) получается смешением глинистого раствора, приготовленного на 15–20%-ном растворе хлорида кальция, с раствором гипана 8–10%-ной концентрации. В раствор добавляют наполнитель из расчета 20–30 кг на 1 м³ раствора.

Полиакриламидглинистая паста (ПГП) образуется смешением 1%-ного раствора полиакриламида с минерализованным глинистым раствором в соотношении 1:3. Вязкость глинистого раствора должна быть не более 45 с по ПВ-5. Компоненты смеси с помощью двух ЦА подают в тройник, а затем по колонне буровых труб нагнетают в зону поглощения.

Соляроцементная паста (ПТЦ) получается смешением в тройнике-смесителе цементного раствора на водной основе плотностью 1,8 г/см³ с соляроцементным раствором плотностью 1,20–1,45 г/см³. При смешении указанных растворов в соотношении 0,6:1,3 получают пасты с пластической прочностью 1,8–2,0 кПа, а в соотношении 0,5:0,9 пластическая прочность достигает 5 кПа. Сроки схватывания смеси регулируют добавками хлорида кальция. Соотношение объемов исходных растворов контролируют по их одновременному расходу.

2.1.22. Способы доставки изоляционных смесей в зону поглощения

Доставка изоляционных смесей в зону поглощения может производиться:

- по стволу скважины;
- колонне бурильных труб, открытый конец которых находится выше кровли поглощающего горизонта;
- колонне бурильных труб с перфорированным хвостовиком из разбуриваемого материала (алюминий, пластик), который размещается непосредственно в поглощающем горизонте;
- колонне бурильных труб с пакером;
- колонне бурильных труб с герметизацией кольцевого пространства с помощью противовибросового оборудования;
- путем отдельной доставки специальных компонентов БСС до поглощающего горизонта в специальных контейнерах.

Для сохранения свойств тампонажных растворов и паст разработаны методы изоляции его со смешением компонентов смеси непосредственно в зоне поглощающего горизонта. Также широко применяются так называемые оболочные устройства, позволяющие закачивать и удерживать тампонажную смесь в интервале поглощающего горизонта.

Закачивание тампонажной смеси по стволу скважины. Этот метод доставки тампонажной смеси в зону поглощения рекомендуется применять в тех случаях, когда интенсивность поглощения не менее $30 \text{ м}^3/\text{ч}$, зона поглощения расположена на глубине не более 2000 м, необсаженный ствол скважины сложен устойчивыми породами, в зоне поглощения отсутствует шламовый стакан.

Тампонажную смесь подают в скважину через бурильную трубу или по стволу превентора. Для предотвращения разбавления тампонажной смеси промывочной жидкостью перед смесью и после нее закачивают буферную пачку. *Буферная пачка* – это вязкоупругий разделитель, высоковязкий глинистый раствор на основе бентонитового глинопорошка и полиакриламида. Объем буферной пачки принимается равным объему 50–100 м ствола скважины.

Указанный метод в настоящее время практически не применяется, так как имеет следующие существенные недостатки:

- даже при наличии буферной пачки происходит существенное ухудшение свойств тампонажной смеси за счет длительного контакта со стенками скважины и буровым раствором;

- при отсутствии противовыбросового оборудования на устье нет возможности продавить смесь по стволу скважины, ускоряя ее движение к зоне поглощения. В этом случае движение тампонажной смеси происходит за счет разности гидростатического давления, создаваемого способом жидкости в скважине, и пластового давления. При этом сложно с определенной точностью просчитать время по установке моста.

Установка изоляционного моста по колонне бурильных труб. Расчет моста. Исходные данные для расчета моста (рис.12).

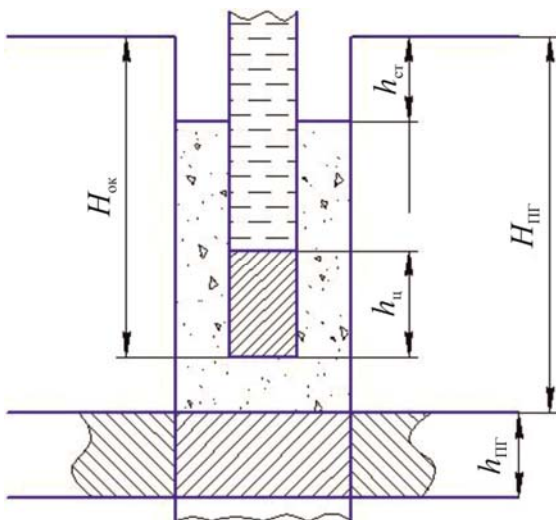


Рис. 12. Установка изоляционного моста

$h_{ст}$ – статический уровень жидкости в скважине, м;

$H_{ок}$ – глубина установки открытого конца буровых труб, м;

$h_{ц}$ – высота цементного раствора, оставшегося в трубах, м;

$h_{\text{пг}}$ – мощность поглощающего горизонта, м;
 $H_{\text{пг}}$ – глубина залегания поглощающего горизонта, м;
 l_0 – расстояние проникновения цементного раствора в пласт от оси ствола скважины (расстояние доставки), м.

Расстояние

$$l_0 = \frac{D_{\text{скв}}}{2} + (0,5 \dots 1,0),$$

где $D_{\text{ф}}$ – фактический диаметр ствола скважины по данным профи-метрии, м

$d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр бурильных труб, м

$K_{\text{пэ}}$ – коэффициент эффективной пористости пласта, %.

1. Объем тампонажной смеси для установки моста сложится из трех объемов:

- объема тампонажной смеси в интервале открытого ствола:

$$V'_{\text{тс}} = \frac{\pi D_{\text{ф}}^2}{4} \cdot h_{\text{пг}};$$

- тампонажной смеси, проникшей в поглощающий горизонт:

$$V'' = \pi^* \cdot K_{\text{пэ}} \cdot h_{\text{пг}} (l_0^2 - r_0^2);$$

- тампонажной смеси в бурильных трубах:

$$V'''_{\text{тс}} = \frac{\pi d_{\text{вн}}^2}{4} \cdot h_{\text{ц}}.$$

2. Глубина установки открытого конца бурильных труб

$$H_{\text{ок}} = H_{\text{пг}} - \frac{\rho_{\text{ц}} \cdot h_{\text{пг}}}{\rho_{\text{пр}}},$$

где $\rho_{\text{ц}}$ – плотность тампонажной смеси, кг/м³;

$\rho_{\text{бр}}$ – плотность бурового раствора, кг/м³.

3. Объем продавочной жидкости выбирают из условия уравновешивания гидростатического давления в трубах и затрубном пространстве:

$$V_{\text{пр}} = H_{\text{пр}} \cdot F_{\text{тр}},$$

где $H_{\text{пр}}$ – высота столба продавочной жидкости в бурильных трубах, м;

$$H_{\text{пр}} = \frac{\rho_{\text{кп}}}{\rho_{\text{пж}}},$$

где $\rho_{\text{кп}}$ – давление кольцевого пространства;

$\rho_{\text{кп}}$ – плотность продавочной жидкости.

При давлении тампонажной смеси по бурильной колонне происходят ее потери, которые составляют 0,7 м³ на 1000 м длины бурильных труб.

Способ доставки тампонажной смеси по колонне бурильных труб имеет следующие недостатки:

- при установке открытого конца бурильных труб выше кровли поглощающего горизонта тампонажная смесь, плотность которой, как правило, выше плотности бурового раствора, перемешивается с ним, что значительно снижает качество изоляционных работ;
- потери качества тампонажной смеси происходят также при движении по колонне бурильных труб;
- при неточном определении коэффициента эффективной пористости $K_{\text{эп}}$ в поглощающий горизонт не попадает расчетное количество тампонажной смеси. Она может заполнить кольцевое пространство скважины между кровлей поглощающего горизонта и открытым концом бурильной колонны и подняться в кольцевое пространство, что иногда приводит к прихвату колонны.

Доставка тампонажной смеси по бурильной колонне с хвостовиком. Низ бурильной колонны оборудуется перфорированным хвостовиком из разбуриваемого материала (алюминий, пластик). Хвостовик соединяется с бурильной колонной левым переводником. В нижней части хвостовика устанавливается седло под шар. Длина хвостовика определяется мощностью зоны поглощения плюс 5–10 м с учетом перекрытия ниже подошвы зоны поглощения.

Объем продавочной жидкости, определенный из условия уравнивания давления в трубах и затрубном пространстве, рассчитывают по формулам

$$V_{\text{пр}} = [H_{\text{пр}} - (h_{\text{хв}} - h_{\text{ц}})]F_{\text{тр}} + (h_{\text{хв}} - h_{\text{ц}}) \cdot F_{\text{хв}};$$

$$H_{\text{пр}} = \frac{(H_{\text{тр}} - h_{\text{ст}} - H_{\text{ц}})\rho_{\text{пр}} + (H_{\text{ц}} + h_{\text{ц}})\rho_{\text{ц}}}{\rho_{\text{пр}}},$$

где $h_{\text{хв}}$ – длина хвостовика, м;

$F_{\text{хв}}$ – площадь проходного отверстия хвостовика, м².

Закачивание тампонажной смеси по колонне бурильных труб с пакером. Учитывая, что доставка тампонажной смеси в зону поглощения по открытому стволу скважины и по колонне бурильных труб имеет ряд недостатков, применяется более эффективный метод доставки смеси в зону поглощения через бурильные трубы с пакером. Этот метод в настоящее время широко применяется для изоляции зон поглощения [8].

Пакеры предназначены для герметизации и разобщения затрубного пространства при изоляции зон интенсивного поглощения и флюидопроявления в бурящихся скважинах.

При этом достигаются следующие цели:

- предотвращается разбавление тампонажной смеси;
- возможно безаварийное применение быстросхватывающихся смесей (БСС) с необходимыми сроками схватывания;
- задавливание тампонажных смесей в каналы поглощающего горизонта;
- исследование каждого поглощающего горизонта, если вскрыто несколько таких горизонтов;
- определение местоположения поглощающего горизонта методом последовательных опрессовок ствола скважины;
- при вскрытии нескольких поглощающих горизонтов имеется возможность последовательно закачивать тампонажную смесь в каждый пласт отдельно.

Основные правила и требования при использовании пакерующих устройств:

- спуск пакера необходимо производить плавно, наблюдая за показаниями индикатора веса. При посадках приподнять инструмент

на 5–8 м и медленно продолжить спуск. Если после 3–4 остановок пакер не проходит вниз, его следует поднять и выяснить причину остановок;

- пакеры рекомендуется устанавливать по данным кавернометрии на 20–50 м выше кровли поглощающего горизонта в плотных, устойчивых, некавернозных породах;

- в интервале установки пакера не должно быть интенсивных изменений кривизны ствола скважины;

- осевая нагрузка на пакере не должна превышать паспортную величину;

- для надежного контроля процесса изоляционных работ с помощью пакера свободную часть бурильной колонны подвешивают на крюке. В течение процесса закачки необходимо вести контроль над весом на крюке;

- фиксируется момент выхода циркуляции на устье, а в дальнейшем – характер циркуляции.

Расчет объема продавочной жидкости при закачке тампонажных растворов быстросхватывающихся смесей (БСС) в зону поглощения. При применении пакеров для закачки БСС, время загустевания которой равно времени закачки, объем продавочной жидкости выбирается из условия выдавливания БСС из труб и задавливания части ее в пласт:

$$V_{\text{пр}} = (H_{\text{уп}} - h_{\text{ст}}) F_{\text{тр}} + hF,$$

где $H_{\text{уп}}$ – глубина установки пакера, м;

$h_{\text{ст}}$ – статический уровень жидкости в скважине, м;

$F_{\text{тр}}$ – площадь сечения бурильных труб, м²;

h – расстояние между пакером и тампонирующей смесью (рекомендуется 20–30 м);

F – площадь сечения скважины, м².

Если тампонирующая смесь имеет большие сроки схватывания, чем время продавки ее из бурильных труб, то перед задавкой в зону поглощения смесь выдерживают в стволе скважины некоторое расчетное время. При этом порядок операций производится в такой

последовательности: тампонажную смесь закачивают в бурильные трубы и продавливают в ствол скважины, при этом гидростатическое давление столба продавочной жидкости и давление тампонирующей смеси должны уравнивать пластовое давление в момент приближения смеси к кровле поглощающего горизонта. Для удержания смеси в таком положении первая порция продавочной жидкости должна заполнить бурильные трубы на высоту

$$h = H_{\text{пг}} - h_{\text{ст}} - h - h_{\text{ц}} \cdot \frac{\rho_{\text{ц}}}{\rho_{\text{пр}}},$$

где $H_{\text{пг}}$, $h_{\text{ст}}$ – соответственно глубина зоны поглощения и статический уровень жидкости в скважине, м;

$h_{\text{ц}}$ – высота цементного раствора, оставшегося в трубах, м;

$\rho_{\text{пр}}$, $\rho_{\text{ц}}$ – соответственно плотность продавочной жидкости и плотность тампонирующей смеси, г/см³.

Объем первой порции продавочной жидкости определяют из уровня

$$V_{\text{пр}} = hF_{\text{тр}} + hF.$$

Для задавки требуемого объема тампонирующей смеси в пласт необходимо заполнить бурильные трубы, после чего прокачать объем продавочной жидкости, равный объему задавливаемой части смеси [8].

Способ раздельной доставки специальных компонентов БСС до поглощающего горизонта в специальных контейнерах (рис. 13). Сущность способа заключается в транспортировке наполнителей, отвердителей или ускорителей сроков схватывания в сосудах (полиэтиленовых, резиновых, хлорвиниловых и т.д.) совместно с тампонажной смесью через спущенные в скважину бурильные трубы. При выходе из бурильных труб оболочка сосудов разрушается с помощью ножей, и в тампонажную смесь вводятся дополнительные компоненты, причем сосуды, разрезанные ножами, сами являются наполнителями и увеличивают эффективность изоляции.

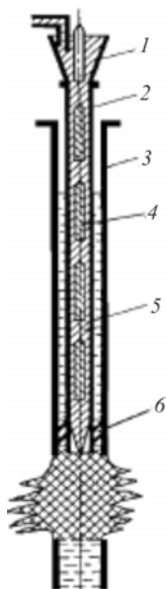


Рис. 13. Раздельная транспортировка компонентов БСС до поглощающего пласта по одной колонне буровых труб: 1 – воронка; 2 – буровые трубы; 3 – ствол скважины; 4 – полиэтиленовые сосуды с ускорителем; 5 – тампонажная смесь; 6 – пакер с ножами

вочной жидкости выдавливают пробку и брезентовую оболочку (рис. 14, а).

Нейлоновая оболочка (рис. 14, б) применяется за рубежом, диаметр ее 46–61 см. Нейлоновая оболочка прикреплена к перфорированной трубе из пластмассы при помощи ободов из нержавеющей стали. На каждом конце перфорированной трубы находятся центраторы из жесткой резины или цемента. По всей длине оболочки через каждые 0,3 м к ней прикреплены резиновые манжеты, предохраняющие ее от разрушения. Приспособление с помощью левой резь-

Изоляция зон поглощения тампонажными смесями с использованием специальных оболочек или обсадных колонн. Для ликвидации так называемых катастрофических поглощений бурового раствора, приуроченных к большим трещинам и кавернам, разработаны различные перекрывающие устройства.

Сущность этого способа изоляции зоны поглощения заключается в установке в интервале поглощения специальных проникаемых или непроницаемых оболочек. Брезентовая оболочка имеет длину 4–8 м, а диаметр ее подбирают в зависимости от размеров каверн. Оболочку помещают в корпус турбобура, закрытый снизу деревянной пробкой, и заполняют цементным раствором.

Корпус турбобура спускают на буровых трубах до интервала поглощения, после чего из него путем нагнетания в трубы промы-

бы присоединяют к концу бурильной колонны и опускают в скважину. После закачки в него цементного раствора вращением вправо бурильную колонну отсоединяют и извлекают из скважины. После периода ОЗЦ все части приспособления и цементную пробку разбуhrивают.

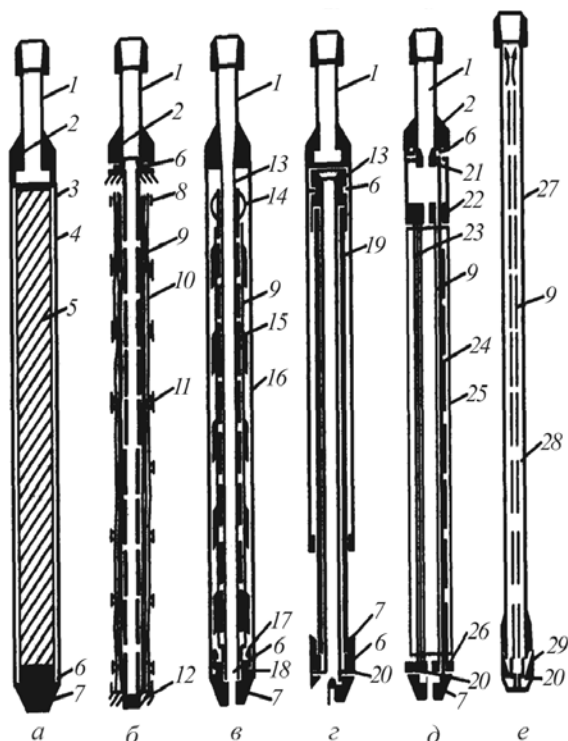


Рис. 14. Перекрывающие устройства:

1 – переводник; 2 – обратный клапан; 3 – корпус; 4 – брезентовая оболочка; 5 – цементный раствор; 6 – штифт; 7 – башмак; 8 – хомут; 9 – перфорированная труба; 10 – нейлоновая оболочка; 11 – резиновое кольцо; 12 – предохранительное кольцо; 13 – внутренняя труба; 14 – центратор; 15 – капроновая сетка; 16 – кофуж; 17 – якорь; 18 – пробка; 19 – дюралевая кассета; 20 – шар; 21 – поршень; 22 – ограничитель; 23 – трос; 24 – штанга; 25 – прорезиненный рукав; 26 – замок; 27 – бурильная труба; 28 – полиэтиленовая или поролоновая оболочка; 29 – шпилька

Капроновая сетка и устройство для транспортировки ее до зоны поглощения УГТП-2 (рис. 14, в) предложены ВНИИБТ, диаметр сетки 2–3 м, размер ячейки 5×5 мм.

Капроновую сетку укладывают и укрепляют на дюралевой перфорированной трубе.

УГТП-2 на бурильных трубах опускают до подошвы поглощающего пласта. В бурильные трубы бросают пробку, которую продавливают промывочной жидкостью. Пробка садится на седло в башмаке и перекрывает его отверстие. При дальнейшем прокачивании жидкости вследствие повышения давления срезаются штифты, удерживающие башмак.

Башмак с перфорированной трубой и укрепленной на ней сеткой выходит из защитного кожуха. Затем прокачивают тампонажную смесь с добавкой наполнителя (кожа-«горох»). После периода ОЗЦ перфорированную трубу, башмак и пробку разбуривают вместе с цементным стаканом.

Дюралевая кассета (рис. 14, г). Дюралевый лист длиной 8–10 м при помощи специальной установки свертывают в трубу с навинченным на нее переводником, а снизу укрепляют башмак на штифтах. На переводнике и башмаке имеются специальные цилиндрические выступы, на которых устанавливают свернутую кассету. Затем трубу с кассетой укрепляют в защитном кожухе при помощи штифтов.

Устройство на бурильных трубах спускают в скважину до кровли поглощающего пласта. Предварительно интервал поглощения при помощи специального расширителя увеличивают в диаметре.

В бурильные трубы бросают шар из легкоразбуриваемого материала, который перекрывает отверстие в башмаке. При закачке в бурильные трубы промывочной жидкости создается давление и срезаются штифты, удерживающие внутреннюю трубу. Кассета вместе с внутренней трубой перемещается вниз до упора на кожухе. При дальнейшем повышении давления срезаются штифты, удерживающие башмак, и нижняя часть кассеты освобождается. Чтобы освободить верхнюю часть, бурильные трубы поднимают.

За счет упругих сил кассета разворачивается в расширенной части ствола скважины. Затем закачивают цементный раствор.

Прорезиненный рукав и устройство для доставки его до зоны поглощения (рис. 14, *д*). Устройство спускают в скважину на бурильных трубах и устанавливают в расширенной части ствола скважины. После промывки скважины продавливают пробку до посадки ее на поршень. За счет создаваемого перепада давления срезаются штифты. Поршень, штанги и замок перемещаются вниз, освобождая при этом тросы, удерживающие резиновый элемент, который за счет сил упругости и потока промывочной жидкости, проходящей внутри труб и выходящей через отверстия в них, прижимается к стенкам скважины в расширенной части ее ствола. Далее по тем же каналам осуществляют заливку цементного раствора. При подъеме инструмента прорезиненный рукав полностью освобождается от тросов. Устройство предназначено для применения в скважинах диаметром 190 мм.

Полиэтиленовая или поролоновая оболочка и устройство для доставки их до зоны поглощения (рис. 14, *е*). Устройство спускают в скважину и устанавливают сверху расширенной части ствола скважины. В бурильные трубы бросают шар, который перекрывает отверстие в башмаке, и за счет создавшегося перепада давления срезаются шпильки. Перфорированная труба с укрепленными на ней при помощи штифтов башмаком и оболочкой перемещается вниз до упора на переводнике. Верхняя часть оболочки освобождается и за счет потока промывочной жидкости, выходящей через отверстия в перфорированной трубе, прижимается к стенкам ствола скважины в расширенной его части. Далее закачивают цементный раствор. При подъеме инструмента срезаются штифты и освобождается перфорированная труба.

Когда существующие способы изоляции зон поглощения не дают положительных результатов, их перекрывают обсадными трубами. Сплошной колонной обсадных труб перекрывают поглощающие пласты, залегающие на небольшой глубине. Башмак колонны при этом цементируют.

2.1.23. Применение перекрывающих устройств

Перекрывающие устройства используются для изоляции поглощающих горизонтов с интенсивностью более $20\text{--}50 \text{ м}^3/\text{ч}$ и коэффициентом поглощающей способности $K_{\text{пс}}$ более 15–25. Как правило, другие способы изоляции таких горизонтов положительных результатов не дают.

Наиболее эффективны расширяющиеся по диаметру трубы, профильные перекрыватели (рис. 15) и устройства с сеткой (рис. 16), ограничивающие растекание тампонажной смеси по крупным поглощающим каналам и удерживающие смесь возле ствола скважины до ее твердения.

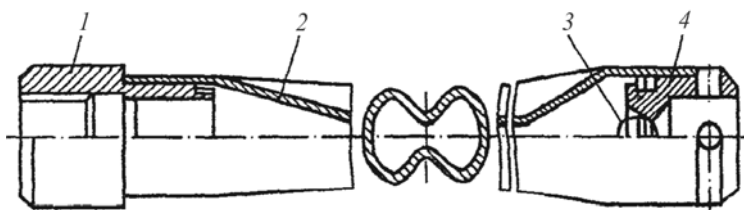


Рис. 15. Профильные перекрыватели

Профильный перекрыватель, разработанный в ТатНИПИнефти, состоит из профильных труб 2, суммарную длину которых выбирают из условия перекрытия зоны поглощения снизу и сверху не менее чем по 1,5 м. На нижней трубе устанавливают чугунный башмак 4, а на верхней – левый переводник 1. Профильные трубы соединяются между собой с помощью конусных упорных резьб. Перед спуском перекрывателя в скважину проводят подготовительные работы, включающие проработку скважины в интервале установки перекрывателя, шаблонировку перекрывателя на проходимость шара 3 по обоим каналам профильных труб, шаблонировку бурильных труб. В случае необходимости готовят герметизирующую пасту из битума марки БП-4 и наносят ее во впадины перекрывателя с интервалом 10 см, предварительно прогрев место нанесения пасты до $50\text{--}70^\circ\text{C}$. После спуска перекрывателя в бурильные трубы бросают шар, навинчивают ведущую трубу и уста-

навливают перекрыватель в необходимом интервале. Нагнетанием бурового раствора доводят шар до отверстия в башмаке и дальнейшим повышением давления расширяют перекрыватель, который плотно прижимается к стенкам скважины. Разгрузкой инструмента на 150–200 кН проверяют надежность закрепления перекрывателя на стенках скважины.

После отсоединения и подъема бурильных труб в скважину спускают развальцеватель, с помощью которого расширяют трубы в резьбовых соединениях, шаблонируют профильную часть перекрывателя и развальцовывают нижний конец трубы.

В настоящее время выпускаются перекрыватели, имеющие сечения в виде восьмерки и звездочки. Профильные трубы соединяются с помощью резьбовых соединений или сваркой.

Работы ТатНИПИнефти показали, что поперечное сечение перекрывателя в виде восьмерки является наиболее рациональным, обеспечивающим весьма полное восстановление первоначально круглой формы трубы. Разработана компоновка, позволяющая за один рейс инструмента провести все операции, включая развальцовку. Возможность аварийной ситуации при установке перекрывателя, конечно, возрастает с увеличением длины секции и числа резьбовых соединений в ней. В отдельных случаях длину перекрывателя доводили до 120 м.

В табл. 21 приведена техническая характеристика перекрывателя.

Таблица 21

Техническая характеристика перекрывателя

Характеристика	Тип перекрывателя	
	П219/216	П219/190
Тип	П219/216	П219/190
Диаметр наружный, мм	200	180
Толщина стенки, мм	8	8
Давление, при котором обеспечивается расширение, МПа	12–14	12–14
Диаметр скважины для установки перекрывателя, мм	215,9	190,5

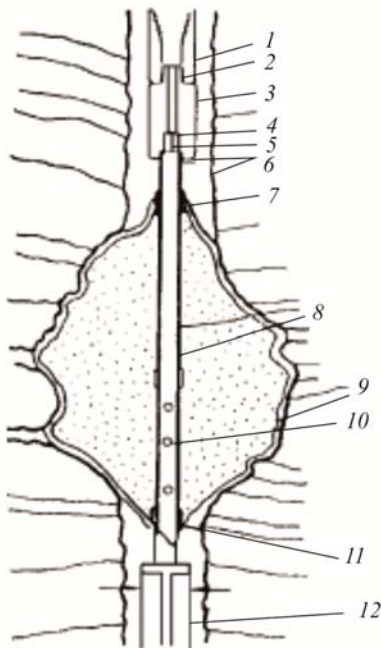


Рис. 16. Устройство с сеткой:

1 – установочная втулка; 2 – левая резьба; 3 – верхний стабилизатор (алюминиевый); 4 – шариковый запорный клапан; 5 – медная пружина; 6 – алюминиевая прокладка; 7, 11 – зажимы; 8 – алюминиевая труба сердечника с наружным диаметром 3/4" и внутренним – 2"; 9 – нейлоновый мешок необходимого диаметра; 10 – девять отверстий диаметром 7/8"; 12 – нижний стабилизатор (алюминиевый)

Устройство с сеткой (капроновой, нейлоновой, металлической со специальным плетением и др.) разработано во ВНИИБТ. Перед проведением изоляционных работ необходимо установить искусственный забой (если нет естественного) на 1,0–1,5 м ниже подошвы поглощающего пласта. В случае необходимости расширяют ствол скважины в зоне поглощения. Устройство на бурильных трубах спускают в скважину, устанавливают на 0,5–0,8 м от забоя и про-

мывают. Затем в бурильные трубы бросают шар, с помощью которого срезаются шпильки, удерживающие башмак, и инструмент медленно приподнимается от забоя на длину сетчатой оболочки. Устройство поднимают с одновременной подкачкой в бурильные трубы 1,0–1,5 м³ воды, за которой закачивают чистый цементный раствор, приготовленный из 1,5–2,0 т цемента. После этого закачивают остальное количество тампонажной смеси с добавлением 3–4 % наполнителя. После продавки смеси буровым раствором инструмент поднимают с обязательным доливом скважины.

2.1.24. Изоляция зон поглощения с помощью взрыва

Эффективность изоляции поглощающих горизонтов после взрыва будет зависеть от того, насколько уменьшится сечение поглощающих каналов, по которым происходит фильтрация жидкости.

Взрыв заряда резко снижает растекаемость и плотность бурового раствора. После обработки взрывом раствора плотностью 1,4 г/см³ получается нерастекаемый пенообразный раствор, который остается стабильным в течение нескольких суток.

При взрыве образуются две зоны разрушения: зона раздавливания породы и зона взрыва, или трещинообразований. Система радиальных и тангенциальных трещин во второй зоне наряду с существующими каналами поглощения приводит к образованию крупных кусков породы, больших, чем в первой зоне. За пределами второй зоны взрыв вызывает лишь упругопластичную деформацию или колебания среды.

Разрушение, вызываемое взрывом, в обеих зонах приводит к снижению первоначальной интенсивности поглощения. Разногабаритные обломки из разрушенных взрывом пород увлекаются вязкопластичной жидкостью и перекрывают поглощающие каналы (рис. 17).

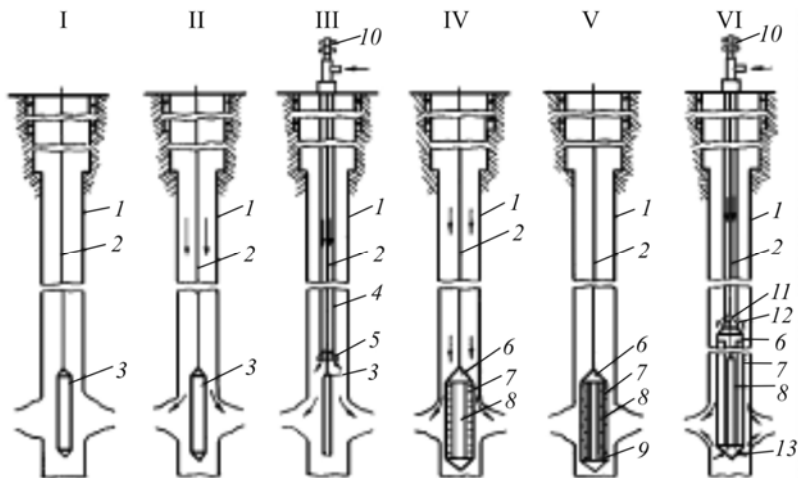


Рис. 17. Изоляция зон поглощения взрывным способом:

1 – скважина; 2 – кабель; 3 – торпеда; 4 – бурильные трубы; 5 – воронка; 6 – корпус контейнера; 7 – ускоритель; 8 – заряд ВВ; 9 – тампонажная смесь; 10 – заливочная головка; 11 – левый переводник; 12 – отверстия в переводнике; 13 – отверстия в контейнере; по схеме I заряд ВВ устанавливается с учетом перекрытия интервала поглощения. Взрыв звяда происходит в среде проливочной жидкости. После взрыва поглощающие пластины закупориваются разногабаритными фрагментами горной породы; по схеме II в зону поглощения нагнетается тампонажная смесь и подрыв торпеды производится во время поступления в интервал поглощения последней порции смеси; схема III отличается от схемы II тем, что торпеда спускается по бурильным трубам, а тампонажная смесь закачивается через специальную головку; в схемах IV, V и VI используется эффект мгновенного твердения тампонажной смеси, полученный при вводе взрывом изолированного ускорителя сроков схватывания в среду тампонажной смеси

2.2. Осложнения, связанные с нарушением устойчивости стенки скважины

Проводка ствола скважины в массиве горных пород существенно нарушает поле напряжений в ее окрестностях и концентрацию напряжений на ее стенках. При углублении скважины ствол ее заполняется промывочной жидкостью, плотность которой значи-

тельно ниже плотности горных пород. Присутствие на контакте с горной породой инородной среды (промывочной жидкости) вызывает следующие физико-химические процессы на границе раздела сред:

- поверхностную гидратацию;
- осмотические явления (односторонний переток);
- растворение горной породы;
- набухание горной породы;
- капиллярный переток.

В некоторых видах горных пород эти процессы и явления при определенных условиях могут воздействовать на их агрегатное состояние, силы внутреннего сцепления и в итоге существенно изменяют свойства горных пород в окрестностях ствола скважины по сравнению с первоначальными в естественном залегании. На открытой поверхности стенки скважины проявляется действие бокового распора, которое не компенсируется силами гидростатического давления. Это вызывает деформацию горных пород в окрестностях ствола и может приводить к их разрушению.

Уменьшению прочности горных пород также способствуют усталостные явления, которые развиваются под воздействием гидродинамических ударов и изменения давления в стволе при СПО.

При циркуляции промывочной жидкости по стволу скважины и ее прекращении нарушается температурный режим горных пород, что приводит к появлению дополнительных напряжений.

Имеющийся опыт бурения позволяет выделить основные виды нарушения целостности стенок скважины [10]. К ним относятся:

- раскрытие естественных и образование новых трещин;
- образование каверн;
- образование желобов;
- осыпание стенок скважины;
- обвалообразование;

- вытекание пород, склонных к пластическому течению в определенных условиях;
- сужение ствола в результате набухания горных пород или их пластического течения.

Говоря о напряженном состоянии горных пород, мы отметили, что в земных недрах они находятся под действием всестороннего давления и высоких температур, влияние которых с ростом глубины залегания пород возрастает по сложной нелинейной зависимости. Под действием сил гравитации они уплотняются в вертикальном направлении, что вызывает возникновение бокового горного давления, величина которого, как правило, меньше величины вертикального горного давления.

Таким образом, горные породы не нарушенного скважиной горного массива находятся в сложно-напряженном состоянии.

Для определения горизонтальных составляющих горного давления нужно знать величину коэффициента бокового давления λ , которая в основном зависит от структурно-механических свойств горной породы и условий залегания в массиве, а также направления и величины действующих в массиве сил. Для упругих твердых тел в пределах упругих деформаций этот коэффициент колеблется в диапазоне 0,25–0,35, т.е. $\lambda = 0,25 \dots 0,35$ [10].

Коэффициент бокового распора для малосвязанных горных пород определяется из выражения

$$\lambda = \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi}{2} \right),$$

где φ – угол внутреннего трения малосвязанного материала, определенный лабораторным путем.

В табл. 22 приведены значения коэффициента бокового давления для некоторых разновидностей горных пород [10].

Из таблицы видно, что для некоторых водонасыщенных глин этот коэффициент равен 1.

Значения коэффициента бокового давления
для некоторых разновидностей горных пород

Порода	Состояние породы	Коэффициент бокового давления
Аргиллит	Водонасыщенная	0,89–0,79
	Сухая выветренная	0,72
	Сухая	0,32
	Водонасыщенная	0,85
	Сухая выветренная	0,90
	Водонасыщенная	1,00
	Сухая	0,75
	Водонасыщенная	0,85–1,00

Исследование горных пород, находящихся в сложно-напряженном состоянии, показывает, что при длительном действии нагрузок породы подвержены ползучести и склонны к релаксации напряжений. Эти явления проявляются с ростом глубины, увеличением температуры пород у глин, глинистых сланцев, песчанистых глин, аргиллитов, ангидрита, супесей, каменной соли.

В настоящее время существует несколько теорий, объясняющих процессы, протекающие в материалах при приложении к ним нагрузок. Во время бурения скважин, при СПО, вызове и остановке циркуляции, во время начала вращения бурильной колонны происходят колебания давления в стволе скважины. Величина этих значений давления может быть значительно больше или меньше давления промывочной жидкости в статическом состоянии. Экспериментальными исследованиями установлено, что многократно повторяющиеся колебания давления приводят к преждевременному разрушению горных пород на стенках скважины вследствие развития усталостных явлений. Прочность горных пород снижается со временем. Установлено, что прочность высокопластичных и хрупких пород за время бурения скважины может снижаться на 10–15 % [10].

Снижение прочности горной породы также происходит при периодическом колебании температуры на стенках скважины. Важным фактором, способствующим нарушению устойчивости стенок скважины, является физико-химическое взаимодействие пород с фильтратом промывочной жидкости.

Отмечается еще ряд причин нарушения устойчивости стенок скважины:

- механическое разрушение стенки скважины при многократном контакте с буровой колонной;
- низкие прочностные свойства горных пород вследствие дефектности структуры и перемятости;
- высокие скорости циркуляции промывочной жидкости, ускоряющие эрозию пород.

В табл. 23 приведены разновидности нарушения целостности стенок скважины с указанием характерных признаков по принадлежности к типу вскрываемых пород и последствий.

Таблица 23

Нарушения целостности стенок скважины

Разновидность нарушения целостности стенок скважин	Тип пород и условия возникновения нарушения	Последствия
1	2	3
Раскрытие естественных и образование новых трещин	Вскрытие сбросовых и трещиноватых зон, обусловленных структурообразовательными процессами, а также пород любой разновидности при критических значениях давления в скважине в условиях АВД флюида пласта, выдавливания пород и т.п.	Поглощения, потери циркуляции и устойчивости стенок скважин осыпи и обвалы при сопутствующих им условиях

Продолжение табл. 23

1	2	3
Образование каверн	Вскрытие рыхлых слабосвязанных пород, подверженных эрозионному размыву и поверхностному осыпанию ввиду незначительных сил сцепления между частицами и физико-химических процессов, происходящих при контакте ствола с буровым раствором	Снижение скоростей движения бурового раствора, образование застойных зон и скопление шлама в зоне каверн, потеря ствола, а также некачественность цементирования обсадных колонн, большой расход цемента
Образование желобов	Вскрытие пород любой разновидности в условиях наклонного бурения, искривления ствола и длительного воздействия бурильных труб на стенки скважины в период СПО или бурения	Прихваты бурильного инструмента, посадка и недоспуск обсадных колонн
Набухание	Вскрытие пород, содержащих монтмориллонит и ему подобные минералы, вступающие в физико-химическое взаимодействие с фильтратом (на водной основе)	Уменьшение диаметра ствола, заклинивание долот, недоспуск обсадных колонн
Сужение	Вскрытие высокопроницаемых пород, способствующих интенсивной и глубокой фильтрации жидкой фазы раствора, вследствие чего происходит нарастание глинистых корок большой величины	Уменьшение диаметра ствола, затяжки и посадки инструмента; заклинивание долота или обсадных колонн; прихват бурильных труб из-за перепада давления
Вытекание	Вскрытие высокопластичных пород, склонных под действием эффективных напряжений со временем деформироваться, т.е. ползти и выпучиваться в ствол скважины	То же, что и при образовании желобов, а также возникновение осыпей и обвалов

1	2	3
Осыпание	Вскрытие малосвязанных, слоистых и агрегатированных пород, разрушающихся и выпадающих в скважину в условиях их физико-химического взаимодействия, экранирования мономолекулярным слоем жидкости сил связей между отдельными агрегатами, колебаний величин противодействия и перепада температуры, газопроявлений, поглощений и действия бурового инструмента	Прихваты бурильных труб, обсадных колонн и спускаемых в скважину измерительных и регистрирующих приборов и устройств; постоянные недоспуски инструмента до забоя, вследствие чего долото достигает забоя частично изношенным; рост каверн
Обваливание	Вскрытие рыхлых и перемятых пород в сильной степени трещиноватых, в особенности с крутым углом залегания, в условиях, сопутствующих осыпанию, а также в условиях глубокого распространения фронта фильтрации или высокой первоначальной водонасыщенности	То же, что и при вытекании, а также пробкообразование и потеря циркуляции бурового раствора (прихваты обычно носят тяжелый характер)
Обрушение	Вскрытие пород любой разновидности, за исключением высокопрочных и монолитных, в условиях образования глубоких каверн и опасных сводов, крутых углов залегания пластов, непрекращающихся осыпей, обвалов, газопроявлений, миграции пластовых вод, поглощений, действия тектонических сил, аномально высоких значений давления флюида, горных ударов и т.п.	То же, что и при осыпании и обваливании, а также потеря и забуривание нового ствола

2.2.1. Осыпи и обвалы горных пород

Осыпи – медленно текущий процесс разрушения стенок скважины. В процессе бурения могут обнаруживать себя только с ростом плотности и вязкости бурового раствора из-за повышения содержания твердой фазы.

Обвалы – быстротекущий процесс разрушения стенок скважины. В ствол скважины в течение короткого промежутка времени попадает большая масса горной породы.

При обвалообразовании могут произойти:

- скачки давления на буровых насосах;
- затяжки и посадки при движении бурильной колонны;
- недохождение долота до забоя после его замены или наращивания;
- прихват бурильной колонны осевшим шламом при недостаточной интенсивности промывки скважины или остановке циркуляции;
- полное перекрытие кольцевого пространства;
- кавернообразование.

Осыпи и обвалы происходят при бурении уплотненных глин, глинистых сланцев и аргиллитов. На процессы разрушения стенок скважины значительно влияют геологические факторы: большие углы падения пластов, пористость, трещиноватость, газо- и водонасыщенность пород. Геологические факторы не поддаются регулированию, хотя их надо учитывать при определении причин каверно- и обвалообразования и разработке методов предупреждения и борьбы с этими осложнениями.

К одной из основных причин обвалов, осыпей относят набухание и размокание глинистых пород [11].

В процессе циркуляции происходит увлажнение горной породы буровым раствором или его фильтратом. В результате увлажнения снижается прочность уплотненной глины, аргиллита или глинистого сланца. Проникновение свободной воды, которая содержится в больших количествах в растворах, приводит к набуханию и размоканию глинистых пород. При этом скорость распада глин обуславливается величинами степени гидратации глинистых частиц и скорости гидратации массы глин, которая почти равнозначна скорости диффузии воды.

Одним из серьезных последствий осыпей и обвалов является образование каверн в стволе скважины.

Каверна – участок ствола скважины, имеющий диаметр, превышающий номинальный диаметр ствола скважины на определенном интервале. Наличие каверн в стволе скважины значительно осложняет процесс строительства скважины по следующим причинам:

- затрудняется вынос выбуренной породы на дневную поверхность, так как в интервале каверны падает скорость восходящего потока бурового раствора;
- возможен слом бурильного инструмента при попадании в каверну наклонно направленного ствола скважины;
- большая кавернозность ствола скважины затрудняет точное определение объема кольцевого пространства и требует повышенного расхода тампонажного раствора;
- значительная по размерам каверна 35–50 см диаметром может стать местом хранения посторонних предметов, упавших сверху или пришедших с забоя скважины, с последующим их выпадением в открытый ствол и заклинкой бурильной или обсадной колонны;
- при креплении обсадных колонн в интервале каверн не происходит полного замещения бурового раствора тампонажным раствором, что значительно снижает качество цементного камня, а в некоторых случаях приводит к его полному отсутствию.

Определение фактического диаметра скважины позволит выявить участки нахождения каверн в стволе скважины. На основании полученной диаграммы можно получить фактический профиль ствола скважины перед спуском обсадных колонн, точно определить объем скважины и кольцевого пространства, высоту подъема тампонажного раствора, глубину установки муфты ступенчатого цементирования (МСЦ), центраторов, скребков. Для определения фактического диаметра скважины применяют специальные приборы-каверномеры и профилемеры, с помощью которых записывают кривую, характеризующую профиль ствола скважин, которая называется кавернограммой.

2.2.2. Мероприятия по повышению устойчивости стенки скважины

При бурении в неустойчивых породах и пластичных глинах целесообразно применять ингибированные буровые растворы. Растворы этого типа снижают интенсивность перехода выбуренной породы в глинистый раствор и повышают устойчивость стенки скважины. В состав раствора входит неорганический электролит или полиэлектролит. Уменьшение размокаемости и диспергирования выбуренных частиц горной породы происходит за счет [12]:

- ввода в суспензию электролита;
- добавки солей поливалентных металлов, переводящих растворы в гидроокиси;
- обработки высокопрочными соединениями, увеличивающими глиноёмкость буровых растворов;
- использование модифицированных сульфатов;
- обработки раствора полимерными соединениями.

Все буровые растворы ограничено термостойки, и чем выше коллоидность разбурываемых пород, тем ниже термостойкость раствора. Надо учитывать, что химические фрагменты-стабилизаторы в высокощелочной среде работают хуже.

Алюминатные растворы – это буровые глинистые промывочные растворы из кальциевой глины, которые содержат ингибирующую добавку – высокощелочной алюминат натрия, стабилизированный лигносульфонатами. Алюминатные растворы бывают пресными и соленасыщенными. Пресные используют для разбуривания глинистых отложений в условиях невысоких (до 100 °С) забойных температур. В качестве реагента-стабилизатора используют только сульфитно-спиртовую барду (ССБ), применяемую совместно с алюминатом натрия. Алюминатные глинистые растворы (АлГР) обладают устойчивостью в широком диапазоне хлорнатриевой минерализации и небольшими показателями фильтрации.

Известковые растворы с высоким pH – это сложные многокомпонентные системы, включающие кроме глины и воды четыре

обязательных компонента: известь, каустик, понизитель вязкости, защитный коллоид. В их состав также могут входить нефть или дизельное топливо, утяжелитель и различные добавки специального назначения.

Известковые растворы используют при разбурировании высококоллоидных глинистых пород и аргиллитов. В результате применения известковых растворов повышается их глиноемкость, снижаются пептизация выбуренной глины, набухание и вспучивание сланцев, слагающих стенки скважины, уменьшается опасность прихватов.

Известковые растворы имеют ограниченную солестойкость (до 5 % по NaCl).

Основной недостаток известковых растворов – невысокая термостойкость (100–120 °C).

На приготовление 1 м³ известкового раствора (в пересчете на сухое вещество) требуется (в кг): глины 80–120, УЩР 5–10, лигносульфоната 50–30, каустика 5–3, воды 913–915, утяжелителя – до получения раствора требуемой плотности.

Снижение фильтрации достигается добавками 1–3 кг/м КМЦ (или гипана) или 20–30 кг/м³ КССБ-4.

Значения показателей растворов могут изменяться в широких пределах.

Безглинистые солестойкие растворы (БСК) состоят из бурого угля, каустической соды, воды и гидроксида поливалентного металла; применяются при проводке скважин, осложненных наличием хемогенных отложений, осыпающихся и склонных к обвалам терригенных пород.

Крепящее действие основано на образовании в определенных температурных условиях нерастворимых в воде цементирующих веществ – гидросиликатов и гидроалюминатов двухвалентных металлов.

Крепящий эффект раствора БСК лучше проявляется при достаточно высокой концентрации каустической соды (не менее 0,2 %) и избытке в жидкости нерастворенного гидроксида двухвалентного металла – Ca(OH)₂, Ba(OH)₂ и др.

Недостатки этих растворов – низкая термостойкость и высокая щелочность.

Кальциевые растворы – ингибирующие глинистые промывочные растворы, содержащие кроме глины, воды, нефти и утяжелителя, реагентов – понизителей вязкости, фильтрации и регуляторов щелочности специальные вещества, носители ионов кальция.

Действие их заключается в основном в предотвращении перехода выбуренной глины в натриевую форму, в переводе натриевой глины в кальциевую, в результате чего снижаются гидратация и набухание сланцев.

Известковый раствор с низким рН – кальциевый буровой раствор, содержащий в качестве ингибитора – носителя ионов кальция гидроксид кальция, более высокая растворимость которого обеспечивается пониженным значением рН раствора (9,0–9,5), предназначен для разбуривания глинистых отложений; термостоек до 160 °С.

Хлоркальциевый раствор (ХКР) – ингибирующий кальциевый раствор, содержащий в качестве ингибирующей добавки хлорид кальция.

Установлено, что оптимальное содержание катионов кальция, при котором достигается ингибирование, составляет 3000–5000 мг/л.

Хлоркальциевые растворы наиболее эффективны при разбуривании аргиллитов. Присутствие в фильтрате бурового раствора ионов кальция способствует значительному сокращению осыпей и обвалов при разбуривании неустойчивых аргиллитоподобных отложений.

Из-за отсутствия эффективных кальциестойких реагентов термостойкость раствора ограничена (100 °С).

Калиевые растворы эффективны при бурении неустойчивых глинистых сланцев. Существует ряд разновидностей калиевых растворов, различающихся составом и некоторыми свойствами.

Хлоркалиевые растворы содержат в качестве ингибирующего электролита хлорид калия, а в качестве регулятора щелочности – гидроксид калия.

Раствор предназначен для эффективного повышения устойчивости стенок скважины при бурении в неустойчивых глинистых сланцах различного состава.

Калиево-гипсовый раствор содержит в качестве ингибирующих электролитов соединения калия и кальция, в частности гипс.

Калиево-гипсовые растворы используют для разбуривания высококоллоидальных глин, когда хлоркалийевый раствор недостаточно эффективен. Термостойкость зависит от используемого защитного реагента, но не превышает 160 °С.

Показатели раствора: плотность 1,08–2,2 г/см³, условная вязкость 20–30 с, показатель фильтрации 4–8 см³/30 мин, СНС₁ = 6...36 дПа, СНС₁₀ = 12...72 дПа, рН = 8...9.

Кроме бурения с применением ингибирующих буровых растворов в качестве профилактических мер при осыпании и обваловании рекомендуется выполнение следующих мероприятий:

- организация буровых работ, обеспечивающих максимальные скорости проходки;
- использование буровых растворов, имеющих высокую плотность и минимальную водоотдачу;
- бурение скважины возможно меньшего диаметра;
- обеспечение скорости восходящего потока бурового раствора не менее 1,5 м/с;
- регламентирование скорости спуско-подъемных операций.

2.2.3. Профилактические мероприятия по предупреждению набухания горных пород

Явление набухания происходит при разбуривании уплотненных глин. Набуханием называется приращение объема частиц диспергированных материалов. Набухание – процесс поглощения дисперсной среды дисперсной фазой, сопровождаемый увеличением объема последней. Увеличение объема глинистых минералов и пород при набухании обусловлено процессами мономолекулярного адсорбционного слоя, протекающего с выделением теплоты. Набухание также сопровождается развитием давления, называемого

давлением набухания или *расклинивающим давлением*. Знание механизма набухания имеет большое практическое значение. С набуханием глины тесно связаны процессы приготовления глинистых промывочных суспензий, сохранение номинального диаметра ствола скважины, вскрытие и освоение продуктивных коллекторов, имеющих глинистые включения [13].

Основными мерами предупреждения набухания являются [14]:

- бурение в интервале возможных суспензий с промывкой утяжеленными растворами, в фильтрате которых содержатся химические вещества, способствующие увеличению предельного напряжения сдвига и уменьшению структурно-адсорбционных деформаций;
- организация работ, обеспечивающая высокие скорости бурения;
- после приготовления бурового раствора, отвечающего требованиям, указанным выше, следует заполнить им скважину и выждать некоторое время, необходимое для протекания физико-химических процессов, уплотняющих стенку скважины. Это нужно делать потому, что процесс бурения связан с резкими колебаниями давления при СПО;
- поддержание максимально допустимой плотности бурового раствора;
- недопущение значительных колебаний плотности бурового раствора.

2.2.4. Желобообразование

Желобообразование – процесс одностороннего изнашивания, разрушения стенки скважины. Таким образом, желоб – это вертикальная выработка необсаженного, невертикального интервала ствола скважины. Изнашивание и разрушение стенки скважины происходит от многократного контакта ее с бурильной колонной при спуско-подъемных и технологических операциях. При этом образуется выработка особой формы – в виде замочной скважины (желобообразного овала) [16]. Сечение выработки соответствует диаметру бурильных замков, т.е. она существенно меньше диаметра скважины, а глубина выработки зависит от прочности горных пород, интенсивности ис-

кривления, частоты и длительности контакта бурильной колонны со стенкой скважины, а также прижимающего усилия. В зависимости от условий желобная выработка может формироваться на стороне как лежащего, так и висячего бока скважины. Наиболее интенсивно процесс желобообразования идет на участках резкого изменения направления оси ствола скважины (особенно зенитного угла).

Геологические причины желобообразования:

- наличие в разрезе пород осадочного комплекса (аргиллит, глины, мергели, сланцы, алевролиты, а также отложения солей). Отмечается, что глубина желоба в глинах и глиносодержащих породах, как правило, больше, чем в песчаниках и алевролитах. Процесс желобообразования не зависит от глубины скважины;

- наличие в стволе скважины кавернозных участков при чередовании с участками с номинальными диаметрами ускоряет процесс желобообразования, так как в этом случае соединительные элементы бурильных труб при движении более интенсивно срезают породу на участках между кавернами. Рост желоба может происходить до тех пор, пока глубина его не достигнет глубины каверны. После этого темп роста желоба снижается [15].

Технологические причины желобообразования:

- большая интенсивность искривления ствола скважины. Исследованиями установлено, что при темпе роста кривизны более $0,6^\circ$ на 10 м, процесс желобообразования происходит практически во всех породах, кроме скальных;

- применение буровых растворов с высокой водоотдачей и низкими ингибирующими свойствами;

- вибрация колонны бурильных труб;

- большое число СПО.

К организационным причинам образования желобов относят проектирование заложения искривленных участков ствола скважины в породах, склонных к кавернообразованию.

Развитие желобов в стволе скважины весьма опасно в связи с возможностью возникновения следующих видов осложнений:

- затяжек, посадок, заклинивания, прихвата бурильной и обсадной колонн;
- повышенного загрязнения ствола скважины шламом разбуренных пород из-за ухудшения условий его выноса из скважины, накопления шлама в застойных зонах;
- ошибок при креплении скважины, вызванных неправильной оценкой объема ствола скважины;
- некачественного крепления участка ствола скважины в интервале желобов по причине неполного замещения (вытеснения) бурового раствора тампонажным раствором.

Косвенным признаком развития осложнений данного типа может служить изменение нагрузки на крюке (рост ее при затяжках и снижение при движении бурильной колонны к забою), а также повышение момента при вращении бурильной колонны.

Необходимо помнить, что при желобообразовании возможно появление мгновенных затяжек при подъеме инструмента. Попытки освободить инструмент дополнительными натяжками приводят к еще большему затаскиванию его в желобную выработку. Циркуляция бурового раствора при этом происходит без роста давления промывки и легко восстанавливается, но не способствует освобождению инструмента.

Для точного выявления интервала желобных выработок и их размеров в скважине проводят инструментальные измерения с помощью прибора – профилемера, который фиксирует поперечные размеры ствола скважины D_1 и D_2 во взаимно перпендикулярных плоскостях. Работа с профилемером аналогична измерению поперечных размеров ствола скважины каверномером.

Для желобных выработок с помощью профилеграммы определяют величину, характеризующую в определенном масштабе наибольший поперечный размер ствола скважины. Полусумма этой величины и диаметра долота составляет средний диаметр желобной выработки:

$$d_{\text{ср}} = \frac{D_{\text{д}} + D_{\text{в}}}{2}.$$

Объем скважины в данном интервале

$$V_c = \frac{\pi}{4} d_{\text{ср}}^2 l,$$

где l – длина желобной выработки.

Методы ликвидации желобных выработок сводятся к проведению следующих мероприятий:

1. Проработка интервала желобообразования специальными компоновками низа бурильной колонны – КНБК. Это одно из основных мероприятий устранения желобной выработки. Успешно применяются следующие КНБК [9], [15]:

- долото, эксцентричное радиально-упругое устройство (ЭРУУ), турбобур, центратор, режущая вставка ЭРУУ, упругая подушка. Эксцентриситет, т.е. разность между наибольшим радиусом ЭРУУ и радиусом долота, принимают равным 8–12 мм. При работе долото совершает планетарное движение: вращение вокруг собственной оси обеспечивается турбобуром, а вокруг оси скважины – ротором с малой частотой. Увеличение диаметра скважины в зоне проработки зависит от скорости подачи инструмента и частоты вращения КНБК. Рассмотренная КНБК эффективна во всех случаях, где требуется проработка ствола, по сравнению с использованием обычных калибраторов, так как устраняются возможные подклинивания, зависания и прихваты;

- пикообразное долото, диаметр которого выбирается меньше диаметра скважины, УБТ, четырехлопастной спиральный центратор с диаметром в 1,1–1,25 раза больше ширины желоба, но меньше номинального диаметра скважины, бурильные трубы, специальный расширитель, колонна бурильных труб;

- интенсивность разрушения желоба оценивают по объему и форме выносимого из скважины шлама, а также по крутящему моменту.

2. Для разрушения желобных выработок используют взрывы специальных гибких торпед, а также торпед типа ТДШ (торпеды из детонирующего шнура) [15].

Гибкие торпеды изготавливают из резинового шланга диаметром до 50 мм. Их заполняют прессованным гексогеном или тротилом в виде шашек. Масса торпед типа ТШ-43 и ТШ-50 длиной 1 м составляет 2,0–3,6 кг. Длину торпеды не рекомендуется делать более 15 м. Торпеды спускают в скважину на каротажном кабеле. Наибольший эффект разрушения желобной выработки может быть достигнут только при точном определении места воздействия взрывом. Допустимое расстояние места взрыва до башмака обсадной колонны определяется из условия

$$L_d > l_3 + 3d_3,$$

где l_3 – длина заряда, м;

d_3 – диаметр заряда, м.

После окончания взрывных работ скважина прорабатывается и выполняется профилометрия.

3. Ликвидация желобной выработки установкой цементного моста с последующим его разбуриванием связана с риском забуривания второго ствола скважины. При разбуривании цементного моста рекомендуется применять КНБК, которой бурился основной ствол в этом интервале.

Для предупреждения и снижения интенсивности желобообразования рекомендуется выполнение следующих профилактических мероприятий:

- снижение числа циклов СПО в результате применения технологии, позволяющей увеличить проходку на долото;
- вызов циркуляции бурового раствора производить плавно, избегая скачков давления в стволе скважины;
- избегать ограничений по длине рейса;
- по возможности исключить искривление ствола скважины в интервалах, склонных к желобообразованию;

- не допускать резких перегибов оси ствола скважины;
- использовать буровые растворы возможно большей плотности, обладающие ингибирующими свойствами;
- вводить в компоновку бурильной колонны расширители и протекторы;
- бурение интервала потенциального желобообразования вести долотами меньшего диаметра с последующей расширкой ствола скважины до проектного диаметра. Диаметр долота для бурения ствола скважины меньшего диаметра:

$$D_1 = D_d - h_{\text{ж}},$$

где D_d – диаметр долота, предусмотренный проектом, м;

$h_{\text{ж}}$ – максимальная глубина желоба, м.

Значение $h_{\text{ж}}$ устанавливают по данным профилометрии.

При разработке конструкции скважины рекомендуется предусматривать перекрытие интервала, склонного к желобообразованию, обсадными трубами сразу после вскрытия.

3. АВАРИЙНОСТЬ В БУРЕНИИ

3.1. Понятие об аварии

В процессе бурения скважины на нефть и газ возникают различного вида аварии.

Под аварией в бурении следует понимать нарушение технологического процесса строительства скважины, вызываемое потерей подвижности колонны труб или ее поломкой с оставлением в скважине элементов колонны труб, а также различных предметов и инструментов, для извлечения которых требуется проведение специальных работ.

Характерными поломками являются: поломки по телу или по узлам соединения бурильных, утяжеленных, ведущих, обсадных и насосно-компрессорных труб, бурильных замков, переводников; поломки забойных двигателей, амортизаторов, расширителей, центраторов, долот, вспомогательных и ловильных инструментов и т.д. Кроме того, в скважинах могут оставаться долота, забойные двигатели, геофизические и другие приборы и инструменты.

Часто бурильные и обсадные колонны неожиданно оказываются прихваченными или заклиненными в скважине, происходит смятие или нарушение обсадных колонн, которыми перекрывается часть ствола скважины.

Нередки еще газонефтеводопроявления, которые надолго останавливают процесс строительства скважины.

Все указанные выше нарушения технологического процесса строительства скважины, для устранения которых ведутся дополнительные работы независимо от времени, затраченного на их ликвидацию, считаются аварией в бурении.

Нарушения непрерывности технологического процесса строительства (бурения и испытания) скважины, произошедшие при соблюдении требований технического проекта и правил ведения буровых работ, вызванные явлениями горно-геологического характера, такими как поглощение, нефтегазопроявления, выбросы, осыпи, обвалы, желобные выработки, искривление ствола, открытое фонтанирование и другими, а также последствия стихийных бедствий – относятся к осложнениям.

3.2. Классификация аварий

Аварии в скважинах происходят почти со всеми видами труб и колонн, инструментами, приборами и т.д.

Для удобства анализа, разработки мер предупреждения и ликвидации аварий все они разделены на виды.

Вид аварий – это характерные, много раз повторяющиеся, схожие между собой, существенно не отличающиеся друг от друга аварии.

Аварии в бурении подразделяются условно на следующие виды: аварии с элементами колонны бурильных труб; прихват бурильных и обсадных колонн; аварии с долотами; аварии с обсадными колоннами и элементами их оснастки; аварии из-за неудачного цементирования; аварии с забойными двигателями; падение в скважину посторонних предметов; прочие аварии [12].

Аварии с элементами колонны бурильных труб – оставление в скважине элементов колонны бурильных труб (ведущих, бурильных и утяжеленных труб, переводников, муфт, замков, центраторов) из-за поломок по телу на гладком участке или в зоне замковой резьбы или по сварному шву, вследствие срыва по резьбовому соединению, а также в результате падения в скважину названных выше элементов, из-за развинчивания по резьбе или ввиду поломок спуско-подъемного оборудования или инструмента, обрыва талевого каната, при подъеме на одном штропе и т.д.

Прихват бурильных и обсадных колонн – непредвиденная потеря подвижности колонны труб вследствие прилипания под действием перепада давления; заклинивания в желобах, в местах сужений или посторонними предметами; в результате обвала, осыпания горных пород со стенок скважин или оседания шлама за счет нарушения режима промывки, а также из-за образования сальника на бурильной колонне.

Аварии с долотами – оставление в скважине долота, бурильной головки, расширителя, а также их элементов и частей.

Аварии с обсадными колоннами и элементами их оснастки – аварии со спускаемыми, спущенными и зацементированными колоннами либо с их частями, вызванные разъединением по резьбовым соединениям, обрывом по сварному шву и телу трубы, смятием или разрывом по телу трубы, падением колонны или ее части, повреждением труб при разбуривании цементного стакана, стоп-кольца, обратного клапана, направляющей пробки или неисправностью элементов оснастки низа обсадной колонны.

Аварии из-за неудачного цементирования – прихват затвердевшим цементным раствором колонны бурильных труб, на которых спускалась секция обсадных труб или хвостовик; отказ в работе и повреждение узлов подвески секции обсадной колонны, нарушающие процесс крепления и дальнейшую проводку скважины; оголение башмака, неподъем в затрубном пространстве или оставление в колонне цементного раствора, для удаления которого требуется проведение дополнительных работ по устранению нарушения, а также негерметичность обсадных и бурильных колонн труб, послужившие причиной некачественного цементирования.

Аварии с забойными двигателями – оставление турбобура, электробура, винтового двигателя или их узлов в скважине вследствие поломки или разъединения с бурильной колонной.

Аварии в результате падения в скважину посторонних предметов – падение в скважину вкладышей ротора, роторных клиньев, параллелей и вкладышей ключей ПКР, челюстей ключей АКБ, кувалд, ключей, ручных инструментов, приспособлений и их частей и других предметов, с помощью которых велись работы на устье скважины.

Прочие аварии – аварии, возникающие при производстве промысловых исследований в скважине (обрывы и прихваты кабеля, приборов, грузов, шаблонов, торпед, перфораторов и других устройств, применяемых при исследовании скважин и вспомога-

ных работах), открытые нефтяные и газовые фонтаны; падение и разрушение вышек, морских оснований, падение элементов талевой системы (краноблок, крюкоблок); взрывы и пожары на буровых, приводящие к выходу из строя оборудования и остановке бурения.

Началом аварии считается момент ее возникновения, хотя он может быть обнаружен и позже, а окончанием аварии – восстановление условий для продолжения бурения. Авария в скважине, происшедшая в период ликвидации ранее возникшей аварии, регистрируется, но не учитывается. Время на ее ликвидацию суммируется со временем, необходимым для ликвидации первоначально возникшей аварии. Такой же порядок учета распространяется и на случаи возникновения всех последующих аварий при ликвидации первой.

Аварии при испытании скважины в процессе бурения (с испытателями пластов) или после окончания бурения учитываются как аварии, происшедшие при испытании скважин.

3.3. Факторы, влияющие на возникновение аварий

Выделяют три группы факторов – технические, технологические и организационные.

Технические факторы. У всех материалов, из которых выполнены буровые установки, бурильные и обсадные колонны, забойные двигатели, долота и так далее, имеются определенные прочностные и другие характеристики (механическая прочность, твердость, коррозионностойкость, морозостойкость, упругость). Указанные характеристики при реальном изготовлении изделий могут отклоняться от требуемых, снижая в целом прочность конструкции и ее работоспособность.

Причиной аварии может стать применение деталей и механизмов со скрытыми конструктивными дефектами или изготовленными с нарушениями ГОСТа, ТУ.

Усталость материала, возникшая в процессе длительной эксплуатации под действием различных нагрузок, меняющихся по направлению и значениям, также может стать причиной разрушения конструкций, механизмов, деталей.

Причиной может стать применение технических средств, функциональные возможности которых не соответствуют установленным требованиям при выполнении намеченных работ; а также использование машин и механизмов с системой управления и контроля, не соответствующих психофизическим возможностям человека.

Технологические факторы:

- нарушение рациональных параметров режима бурения (расход промывочной жидкости, осевая нагрузка, давление, частота вращения долота);
- нарушение параметров процесса бурения (сжимающие и растягивающие нагрузки на БК, крутящий момент на долоте, несоблюдение скоростей СПО);
- несоблюдение рациональной последовательности правил крепления скважины;
- неправильный выбор типа промывочной жидкости, использование которой не обеспечит выполнение гидростатических, гидродинамических и других функций;
- неточное знание геологических и гидродинамических условий, свойств флюидов в разбуриваемых горизонтах;
- некачественная подготовка ствола скважины к геофизическим исследованиям к спуску обсадных колонн.

Организационные причины:

- низкая квалификация исполнителя буровых работ;
- низкая исполнительская дисциплина технического персонала, допускающая возможность отклонения от проекта на строитель-

во скважины, регламентов, режимно-технологических карт, инструкции по эксплуатации бурового оборудования и инструмента;

- невыполнение профилактических мероприятий по предупреждению аварий, осложнений;
- неудовлетворительное материально-техническое снабжение;
- несоответствие длительности вахты и их сменности естественному биологическому режиму организма человека;
- неудовлетворительные бытовые условия жизни буровой бригады в вахтовом городке.

3.4. Виды аварий

3.4.1. Аварии с элементами бурильной колонны

К авариям с элементами бурильной колонны относятся:

- поломка ведущей трубы и УБТ;
- поломка по телу бурильной трубы, ее сварному шву, ее резьбовой части;
- поломка элементов бурильной колонны (переводника, калибратора, центратора, расширителя и т.д.).

Причиной аварии с бурильной колонной и ее элементами является усталость металла, которая возникает главным образом под действием следующих основных переменных нагрузок: колебаний бурильной колонны, изгиба, крутильных ударов, растяжения, сжатия.

Усталость металла ускоряют следующие факторы:

- дефекты материала труб (структурная неоднородность металла и расслоение), конструктивные дефекты, резкие переходы в сечении, царапины, острые надрезы, являющиеся очагами концентраций напряжений;
- применение безупорного соединения трубы с замком и муфтой;
- некачественная сборка бурильных труб (несоосность резьбовых соединений и труб), неудовлетворительное крепление замков, неправильный выбор натяга резьбы;

- использование в работе элементов бурильной колонны с повышенным износом и скрытыми дефектами;
- механические повреждения клиньями ПКР, ключами, породой, посторонними предметами в скважине;
- коррозионное повреждение элементов бурильной колонны (кислотная сероводородная, полиминеральная агрессия);
- превышение крутящего момента при свинчивании резьбовых соединений;
- создание осевой нагрузки на долото частью веса бурильной колонны;
- несоответствие соотношения диаметров долота, УБТ, забойных двигателей и диаметра бурильных труб;
- несоответствие типа долота крепости разбуриваемых пород;
- работа бурильной колонны в скважинах, имеющих большие каверны, особенно при роторном бурении;
- возникновение резонанса при совпадении частоты колебаний бурильной колонны от пульсаций давления на выкиде насосов с частотой собственных колебаний колонны;
- применение труб несоответствующего класса при бурении на данной глубине;
- эксцентричность вышки, ротора по отношению к оси скважины;
- резкие посадки при спуске;
- неблагоприятные геологические условия бурения – частое переслаивание пород, различных по крепости, большие углы падения пластов;
- нарушение запроектированных режимов бурения.

Указанные причины вызывают поломку ведущих труб по телу и восьминиточной резьбе, бурильных труб по утолщенному концу и телу с переменной толщиной и по конусной части бурильных замков, УБТ по телу и присоединительной резьбе.

3.4.2. Виды поломок и разрушений бурильных труб и элементов бурильной колонны

Бурильные трубы. На рис. 18 представлены виды аварий с бурильными трубами, на рис. 19 – слом по телу трубы.



Рис. 18. Виды аварий с бурильными трубами:
 1 – износ по телу трубы; 2 – слом по телу трубы, разрыв
 тела трубы; 3 – слом по сварному шву; 4 – разрушение по
 телу муфт и замков; 5 – слом в утолщенном конце резьбы
 (третья–пятая нитки); 6 – износ резьбового соединения,
 промыв витков резьбового соединения

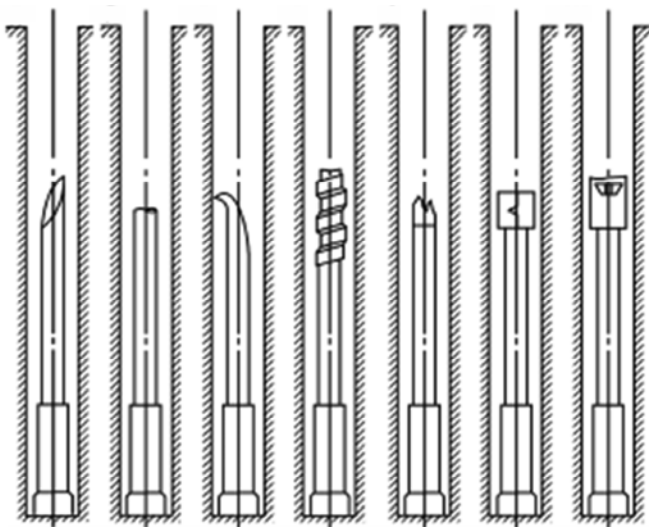


Рис. 19. Слом по телу трубы

Поперечный слом по телу трубы происходит вследствие различных повреждений, приводящих к концентрации напряжений на отдельных участках поверхности труб, которые вызывают усталостные напряжения в металле.

К повреждениям труб относятся вмятины от инородных тел (породы, шарошек, «сухарей», попадающих в кольцевое пространство), поперечные риски и трещины.

Слом по телу трубы может происходить в результате комбинации натяжения и момента вращения.

При этом на тело трубы действуют следующие нагрузки:

- растяжение;
- изгибающая нагрузка;
- момент кручения (от ротора, верхнего привода, реакция от забойного двигателя).

Обычно местом разрушения становится участок тела трубы, имеющий указанные выше повреждения и дефекты.

Порыв бурильных труб от растяжения происходит при достижении предельно допустимой нагрузки (рис. 20).

Слом в результате скручивания происходит от превышения момента, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести материала. В большинстве случаев разрушение труб происходит по спирали. Направление спирали совпадает с направлением вращения бурильной колонны. Угол подъема спирали составляет около 45° к оси трубы, что соответствует наибольшим нормальным напряжениям при кручении. Слом по спирали достаточно часто происходит при ловильных работах (рис. 21).

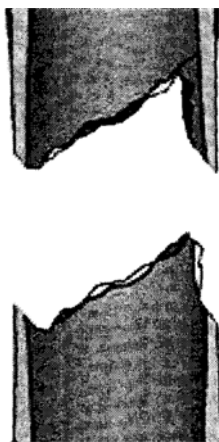


Рис. 20. Порыв бурильных труб от растяжения

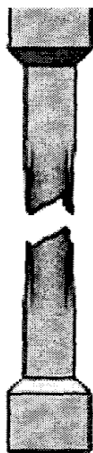


Рис. 21. Слом бурильной трубы по спирали

В продольном направлении трубы ломаются из-за дефектов изготовления труб (наличия в теле трубы раковины, расслоений), а также из-за нарушения режима проката и термообработки, при которых образуются внутренние напряжения, приводящие к усталостным поломкам.

Причины аварий бурильных труб сборной конструкции. Бурильные трубы сборной конструкции, имеющие на концах утолщения (высадку – внутреннюю или внешнюю), на которых нарезается коническая резьба, широко применяются, хотя конструкция их имеет определенные недостатки.

Кроме поломок, присущих трубам с приваренными замками (промыв труб в зоне дефекта, разрушение в продольном и поперечном направлениях, а также по спирали), бурильным трубам сборной конструкции свойственны поломки, приуроченные к утолщениям и местам нарезки трубной резьбы на концах труб.

Технология изготовления труб сборной конструкции не позволяет достигнуть равномерного охлаждения во время закалки, как следствие образуются мелкие трещины, направленные вдоль и поперек тела трубы, которые способствуют ускоренному развитию усталости металла, так как являются очагами концентрации напряжений. В соединении труба – замок также концентрируются большие напряжения от знакопеременных нагрузок. Наибольшие напряжения концентрируются около первого витка резьбы, находящегося в полном сопряжении с резьбой бурильного замка. Такая концентрация напряжений в соединении замок – труба и наличие микротрещин приводят во время работы к поломкам, приуроченным к этому участку трубы.

Увеличение толщины стенки трубы в зоне резьбы не предохраняет от распространения трещин в теле трубы, но несколько увеличивает время работы трубы до излома.

Аварии со срывом резьбы элементов бурильной колонны. Большое число аварий происходит по причине срыва замковой резьбы в бурильных замках, УБТ и переводниках.

Вокруг замков и муфт, при помощи которых соединяются бурильные трубы, создаются зоны концентраций напряжений. При знакопеременных нагрузках, действующих на бурильную колонну, наибольшие напряжения концентрируются около первого витка резьбы на трубе, находящегося в полном сопряжении с резьбой бурильного замка. Слом по утолщенному концу трубы происходит и в других сечениях, расположенных на других участках трубы, или одновременно в нескольких сечениях. Но наибольшее число сломов приходится на первый полносопряженный виток резьбы. Эта часть резьбы является наиболее опасным местом.

Процесс нарезания резьбы способствует образованию мест концентрации напряжений в теле трубы, особенно при малых радиусах закругления. При действии большого числа циклических нагрузок в местах концентрации напряжений образуются трещины. Чем меньше радиус закругления, тем больше возможность образования трещины при прочих равных условиях. Исходя из этого в трубных резьбах происходит больше изломов, чем в замковых, так как крупная резьба, соединяющая замковый ниппель и замковую муфту, не образует резких переходов. Кроме того, соединение ниппель – муфта происходит при определенном натяге до упорного контакта. А при соединении трубы с замком трубной резьбой упор отсутствует и на участках перехода резьбы от полного сопряжения к неполному концентрируются опасные напряжения. Имеет место также слом в утолщенном конце трубы, который приходится в основном на третью–пятую нитки резьбы от сбеге ее на трубе. На аварийной трубе остается от трех до пяти ниток резьбы.

Одной из основных причин аварий из-за разрушения и срыва резьбовых соединений является износ после многократного свинчивания и развинчивания. В процессе работы резьбовые соедине-

ния бурильной колонны подвергаются различным знакопеременным нагрузкам. При этом одна часть резьбового соединения перемещается по другой. Величина относительного перемещения зависит от жесткости и плотности зоны свинчиваний. Недокрепление резьбового соединения способствует перемещению витков резьбы относительно друг друга, что значительно ускоряет износ резьбы. На износ резьбы влияет также качество бурового раствора и его давление при прокачке по бурильной колонне. Большие значения давления бурового раствора имеют место при турбинном бурении с гидромониторными долотами. Чем больше давление бурового раствора и содержание в нем твердой фазы, обладающей абразивными свойствами, тем скорее изнашивается резьбовое соединение.

В результате износа плоскость соприкосновения витков резьбы уменьшается, увеличиваются зазоры и абразивный буровой раствор под действием большого перепада давления начинает двигаться по резьбовому соединению с большой скоростью – происходит размыв витков резьбы. При размыве резьбовых соединений выделяются две зоны:

- зона прохождения жидкости через зазоры винтовой линии;
- зона истечения жидкости, или зона разрушения.

Первая зона характеризуется изменением высоты профиля резьбы и наличием разрушений по винтовой линии первых двух витков. Во второй зоне происходит разрушение тела трубы потоком раствора.

Разрушение резьбовых соединений и их преждевременный износ могут происходить из-за несоответствия размеров элементов резьбы (особенно по конусности), так как значительное отклонение размеров приводит к неравномерному распределению нагрузки по виткам резьбы и, следовательно, к интенсивному износу.

Разрушение по телу муфт и замков. Причиной разрушений могут быть превышение допустимых нагрузок (особенно имеет место при ликвидации аварий) и неправильная термообработка. Разрушение от напряжений, превышающих допустимые, происходит как вдоль, так и поперек тела муфт и замков. Вначале образуются трещины, потом разрушается тело муфты или замка. Приложение

значительных усилий, превышающих допустимые, приводит к слому в первую очередь тех соединительных муфт, прочность которых ослаблена усталостными напряжениями, повышенным износом или коррозией металла. Соединительные муфты разрушаются в основном в средней части. Характер слома муфт и факторы, ускоряющие слом, те же, что и при сломах трубы по трубной резьбе. Отличие лишь в том, что в бурильных трубах на утолщенных концах резьба наружная, а у муфт внутренняя.

Отличаются случаи продольных и поперечных разрушений замков и соединительных муфт вследствие неправильной термообработки. Поперечные сломы замковых деталей происходят по впадине первой нитки резьбы ниппеля и на участке, заключенном между резьбовыми концами муфты или ниппеля. Могут происходить также продольные сломы по образующей. Разрушения от неправильной термообработки опознаются по характеру слома и по периоду возникновения. Места слома в поперечном направлении имеют мелкозернистую структуру. Аварии с такими соединениями происходят обычно в начале эксплуатации – при первых двух-трех спусках.

Разрыв бурильных труб и элементов бурильной колонны по телу. Разрыв бурильной трубы по телу происходит из-за наличия дефектов на ее внутренней поверхности, нарушающих однородность. К таким дефектам относятся раковины, плены, включения инородных материалов и другие повреждения, связанные с технологией изготовления труб. Возникновение аварии от разрыва труб ускоряется совместным действием усталостных напряжений в металле и коррозии. Дефекты в теле трубы являются местами концентрации напряжений. Под действием циклических нагрузок в этих местах образуются трещины, которые размываются буровым раствором. Кроме этого, в местах дефекта на стенке трубы меняется направление движения раствора, образуются завихрения, и труба начинает интенсивно разрушаться. Наблюдаются случаи, когда на наружной поверхности трубы образуются кольцевые выемки в местах перехода к муфтовой части замка.

У труб с приваренными соединительными концами размывы происходят по трещинам усталостного характера, которые возникают в основном вблизи сварного шва. На этих участках образуются завихрения бурового раствора, способствующие размыву и разрушению тела трубы.

Усталостный слом тела трубы. На рис. 22 приведен пример усталостного слома тела трубы.

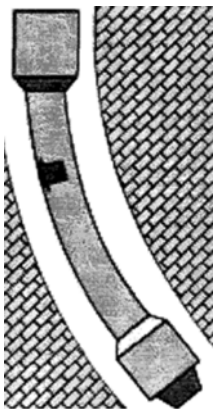


Рис. 22. Усталостный слом тела трубы

Усталостный слом происходит при многократном действии циклических нагрузок различных комбинаций (растяжения, сжатия, вращающего момента, изгиба, внешнего и внутреннего давления). При этом с каждым циклом нагрузок могут увеличиваться существующие трещины и порезы, а также образуются новые. Слом происходит на участке тела трубы, имеющей указанные дефекты и в интервале зажима роторными клиньями. Порезы от клинового захвата являются причиной 30–35%-ного

слома буровых труб, так как приводят к уменьшению толщины стенки трубы и образованию многочисленных участков концентрации напряжений.

Трещина зарождается в некотором микроскопическом объеме, который называется очагом усталостного разрушения, и разрастается по трубе и соединительным элементам.

Знакопеременный изгиб является основным фактором, приводящим к образованию остаточных напряжений во время вращения буровой колонны. Явления усталостного разрушения развиваются также в результате крутильных ударов и колебаний буровой колонны. Крутильный удар характерен для роторного бурения, особенно при бурении долотами режуще-истирающего типа, которые требуют приложения большего вращающего момента.

В процессе эксплуатации элементы бурильной колонны подвергаются различным видам износа (абразивный, коррозионный, износ замковых резьбовых соединений). В результате износа на теле трубы и на резьбовых соединениях появляются надрезы, вмятины, выбоины, что изменяет их геометрические размеры и прочностные характеристики.

Абразивному износу от трения бурильной колонны о стенки скважины подвергаются замки, УБТ, переводники и тело бурильной трубы. Скорость износа зависит от абразивности горной породы, частоты контакта и силы, прижимающей бурильную колонну к стенке скважины.

Коррозионный износ бурильных труб. Основными коррозионными агентами, действующими на бурильную колонну, являются кислород, сероводород, двуокись углерода, растворенные соли и кислоты. Скорость коррозии определяется активностью среды, характеризующейся показателем концентрации водородных ионов pH (при $\text{pH} < 7$ – кислая среда, скорость коррозии возрастает, при $\text{pH} > 7$ – уменьшается), температурой среды, скоростью движения промывочной жидкости, неоднородностью материала труб, величиной напряжения материала бурильных труб и других факторов. Наличие мелких трещин и других ослабленных участков, зон с повышенной напряженностью, насечек от клиньев и ключей, механических надрезов и других поверхностных дефектов способствует образованию раковин. Раковины образуются и при электрических процессах, например между парой сталь – алюминий.

Еще одним видом коррозии является сульфидное растворение. Уязвимым местом для этого вида коррозии является резьба переводников и замков.

Для защиты от абразивного и коррозионного износа рекомендуется:

- создавать щадящие условия работы бурильной колонны (равномерное растяжение колонны по длине за счет применения УБТ, часть веса которого используется для растяжения бурильной колонны);

- для защиты от взаимного истирания бурильных и обсадных труб применять протекторные кольца, надеваемые на трубы;
- осуществлять ввод смазывающих добавок в буровой раствор;
- осуществлять постоянную очистку бурового раствора от абразивной твердой фазы;
- осуществлять систематический контроль щелочности (рН) бурового раствора;
- в особых случаях применять бурильные трубы, изготовленные из специальных сплавов;
- вводить в буровой раствор ингибиторы коррозии и реагенты, снижающие коррозионное воздействие сероводорода.

3.4.3. Падение бурильной колонны

Падение бурильной колонны вследствие ее подъема на одном штропе. Этот вид падения происходит вследствие недосмотра при СПО.

Рассмотрим следующий пример. Скважина имела глубину 2325 м при проектной глубине 2500 м. В процессе спуска бурильной колонны на 36-й свече крюк был опущен намного ниже, чем следовало, в результате чего не смогли одновременно перенести штропы с освобожденного элеватора и вставить их в проушину элеватора, стоявшего на роторе, на котором висела бурильная колонна. При подъеме талевой системы с крюком успели вставить штроп в одну проушину элеватора, а в другую не успели. В результате этого бурильная колонна весом около 50 тс оказалась приподнятой на одном штропе на высоту 20–25 см над столом ротора. Это вызвало сильный изгиб трубы под элеватором. При посадке колонны на ротор труба начала изгибаться под элеватором в другую сторону. После посадки бурильной колонны на стол ротора труба сломалась, и 1430 м бурильных труб с турбодолотом упали на забой. Поскольку необсаженная часть скважины выходила из-под башмака кондуктора более чем на 2000 м и имела каверны, бурильные трубы сильно изогнулись. Расхаживание и работы домкратом не дали положительных результатов.

Падение бурильной колонны из-за поломки или неисправности спуско-подъемного инструмента. Причины падения:

- выпадение штропа вертлюга из зева крюка при расхаживании бурильной колонны во время ее прихвата или остановки ее на уступе;
- поломка боковых серег;
- поломка ствола крюка;
- поломка хомута стопорного устройства крюка;
- поломка штропов от чрезмерной нагрузки.

Причиной падения бурильной колонны в скважину может быть самопроизвольное открытие элеватора из-за выработки посадочных мест (т.е. мест, на которые опирается муфта) или сработки шарнирного пальца элеватора.

Примеры аварий, произошедших по указанным причинам. В скважине диаметром 243 мм на глубине 2101 м (при забое 2530 м) сломалась в утолщенном конце бурильная 114-миллиметровая колонна. При помощи колокола подняли 450 м труб, затем произошла затяжка. При натяжении с усилием до 160 тс колонна оборвалась, получился прыжок ее вместе с ведущей трубой, и низ бурильной колонны начал падать. При ударе о ротор ведущая труба оборвалась по телу у переводника. Бурильная колонна упала в скважину и встала в два ряда на глубине 1349 м. Извлечь бурильные трубы не удалось, и скважина была ликвидирована.

Другой пример. При забое скважины 1984 м спускали бурильную колонну с метчиком для ловли ранее остановленной колонны. При спуске 22-й свечи (545 м) колонна остановилась, не доходя 7 м до ротора. Элеватор спустили ниже муфты на 60–70 см. Затем колонна сорвалась с уступа, ударив муфтой об элеватор. В момент этого удара сломался ствол подъемного крюка в шейке у резьбы. Колонна вместе с зевом крюка, элеватором и штропами ударилась о ротор. При ударе сломалась собачка элеватора, и бурильная колонна с метчиком на конце упала в скважину. Последующими работами было установлено, что упавшая колонна спустилась на 33 м ниже головы ранее остановленной в скважине колонны. Авария была ликвидирована через 11 мес.

Падение бурильной колонны из-за неисправности тормозной системы. Основные причины:

- разрыв тормозных лент. При длительной эксплуатации лебедок происходит разрыв тормозных лент по микротрещинам, которые возникают в больших шарнирах тормозных лент, около заклепок и в прилегающих к ним зонах. Образованию микротрещин способствуют усталостные напряжения от действия резких динамических нагрузок. Большинство разрывов происходит в момент резкого торможения;

- износ тормозных колодок. При чрезмерном износе (уменьшении толщины колодки до установленной величины) резкое торможение приводит к срыву отдельных колодок, которые, попадая между бандажом и другой колодкой, уменьшают величину охвата бандажа, резко сокращая силу торможения. Происходит удар колонны о ротор с поломкой бурильной колонны и падением ее в скважину;

- сильный нагрев бандажей, сокращающий усилия торможения; отключение гидравлического или электромагнитного тормоза. Отключение их на большой глубине приводит к резкому снижению тормозных усилий, что ведет к удару колонны о ротор;

- заклинивание тормозного рычага; чрезмерная изношенность шарнирных соединений тормозной системы. При изношенных шарнирах образующиеся люфты приводят к увеличению свободного хода тормозной рукоятки. Износ шарнирных соединений обусловлен тяжелыми условиями работы, плохой смазкой, попаданием на них раствора, воды, частиц разрушенных тормозных колодок;

- падение бурильной колонны при сломе или разрушении сопряжений ее элементов во время спуско-подъемных операций. Падение бурильных колонн в скважину при спуско-подъемных операциях происходит из-за слома труб по телу или из-за разрушения сопряжений элементов бурильных колонн, т.е. вырывания резьбы замкового ниппеля или муфты, разрушения соединений элементов бурильной колонны (замков, муфт) по трубной резьбе;

- при сломе или разрушении в скважину падает часть бурильной колонны.

Обычно сломы и разрушения происходят под действием динамических нагрузок, которые возникают при резкой посадке колонны на ротор или уступ. Иногда бывает достаточно незначительного динамического напряжения, чтобы целостность бурильной колонны нарушилась и она упала в скважину. Задержка процесса торможения колонны перед посадкой на ротор может привести к увеличению напряжения в трубе в несколько раз против статического напряжения от собственного веса. Например, для колонны длиной 300 м при ударе с высоты 10 см напряжение растяжения увеличивается более чем в 5 раз против статического напряжения от собственного веса.

Прочие причины падения бурильных колонн. Встречаются случаи падения бурильных колонн в скважину из-за несоблюдения требований эксплуатации спуско-подъемного инструмента. Например, для подъема очередной свечи из скважины глубиной 1510 м была резко включена лебедка, и цепь IV скорости лебедки лопнула. Талевая система пошла вниз; бурильщику удалось затормозить ее, когда крюк остановился на расстоянии 70–90 см от ротора. Штропы заклинились в проушинах элеватора и выдвинулись из них на 20–30 см. Вместо того чтобы устранить заклинивание штропов в проушинах элеватора медленным подъемом талевой системы или освобождением штропов из проушин элеватора без подъема талевой системы, включили III скорость и начали поднимать бурильную колонну. Заклиненные штропы резко начали выворачивать элеватор. Защелка элеватора лопнула, он раскрылся, и колонна длиной 285 м упала в скважину. Нарушения техники подъема бурильной колонны привели к аварии.

Иногда бурильщики не учитывают состояние ствола скважины, спускают бурильную колонну в опасных интервалах на предельно возможной скорости, не принимая мер предосторожности. Встречаются случаи подъема или спуска бурильной колонны с помощью элеваторов, у которых штропы могут выйти из зацепления. Например, в скважину глубиной 2168 м спустили бурильную колонну. Во время свинчивания 39-й свечи талевая система сильно раскачалась,

и один штроп выскочил. При этом труба под элеватором изогнулась, и другой штроп вышел из проушины элеватора, который ударился о ротор и разбился на части.

Известны случаи падения бурильных колонн из-за поломки штропа. Причиной поломок штропов является длительная эксплуатация их без отжигов и при значительной сработке. Неправильная установка воронки на устье скважины иногда приводит к остановке на ее торце, в результате чего элеватор отходит от муфты замка, раскрывается и бурильная колонна падает в скважину. Аварии по этой причине чаще всего происходят при неотцентрированной вышке.

3.4.4. Предупреждение аварий с элементами бурильной колонны

Бурильные трубы должны поставляться на буровую комплектно с паспортом на каждый комплект. В комплект входят трубы одного размера, класса, диаметра, толщины стенки, изготовленные из стали одной марки, выпущенные одним заводом и имеющие одинаковую конструкцию. На каждый комплект заводится журнал установленно-го образца, в котором учитываются трубы данного комплекта. В процессе работы комплекта в журнал вносят следующие сведения:

- способ бурения (роторный, с применением забойных двигателей);
- номер скважины, в которой работал комплект, с указанием данных части комплекта, участвовавшего в проходке каждой скважины;
- время работы труб и суммарной проходки по скважинам;
- сведения об осмотрах, опрессовках, дефектоскопии, ремонтах.
- разобшение комплекта труб запрещается.

Бурильные трубы транспортируются специальным транспортом – трубовозами с соблюдением следующих требований:

- между рядами труб, уложенных на трубовоз, помещаются деревянные прокладки, предохраняющие от ударов;
- трубы должны иметь защитные колпачки;

- концы стальных труб могут выступать за габаритные размеры трубопровода не более чем на 1 м, а труб из алюминиевых сплавов – на 2 м;

- погрузка-разгрузка труб, укладка в стеллажи, затаскивание в фонарь вышки должны производиться грузоподъемными механизмами;

- сбрасывание и волочение труб запрещается;

- резьба труб смазывается защитной смазкой;

- ведущие трубы перевозятся в «пенале».

Эксплуатацию буровой колонны следует проводить:

- при горизонтальном положении ротора;

- соосность буровой вышки и ротора с осью скважины не должна иметь отклонения от значений, установленных регламентом в зависимости от типа буровой установки;

- проверка соосности вышки и ротора проводится не реже 1 раза в неделю;

- не допускается свинчивание и развинчивание резьбовых соединений – ротором, захватом ключами за тело трубы, с проворотом на клиньях ПКР;

- резьбовые соединения закрепляются машинными или автоматическими ключами, при этом контролируется зазор между соединениями, который должен соответствовать типоразмеру замкового соединения;

- при спуске буровой колонны не допускаются резкие торможения и удары ее при посадке на ротор и клинья ПКР;

- максимальный вес буровой колонны, спускаемой на клинья ПКР, должен соответствовать типоразмеру и группе прочности материала применяемых труб;

- запрещается использовать клинья с плашками, не соответствующими размеру труб;

- для защиты резьбовых соединений от износа при спуско-подъемных операциях обязательно применение специальных смазок;

- в процессе спуска-подъема буровой колонны обязательно производить визуальный контроль состояния резьбовых соединений, сварных швов, тела трубы и замковых деталей;

- запрещается производить СПО при неисправных индикаторах веса и противозатаскивателей, а также неисправной системе ограничителя грузоподъемности грузовой лебедки.

3.4.5. Поломка ведущих и утяжеленных бурильных труб

На рис. 23 приведены виды аварий с ведущими бурильными трубами и УБТ.

Ведущие трубы изготавливаются цельными и сборной конструкции. Трубы сборной конструкции состоят из толстостенной штанги, на концах которой нарезана трубная коническая резьба с шагом восемь ниток на дюйм (25,4 мм). Резьбы имеют правое и левое направление. На резьбу наворачиваются соединительные переводники.

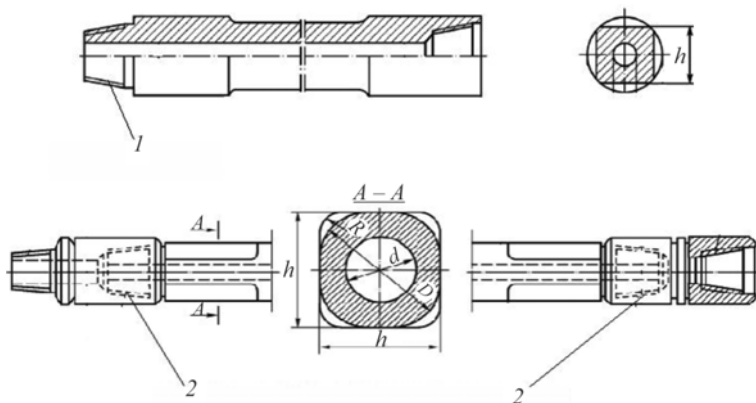


Рис. 23. Виды аварий с ведущими бурильными трубами и УБТ: 1 – слом по коническим резьбовым соединениям; 2 – слом трубной резьбы (пятый–шестой витки от торца ведущей трубы)

Ведущие трубы сборной конструкции чаще всего ломаются по наружной резьбе под верхний и нижний проводники. Поломка приходится на первый виток полного сопряжения резьбы, обычно это пятый виток от торца ведущей трубы.

Цельные ведущие трубы на концах имеют утолщения (высадки), на которых сверху нарезается муфтовая (внутренняя) замковая левая резьба, а на нижнем конце нарезается ниппельная (наружная) замковая правая резьба.

Поломки у цельных ведущих труб в зоне резьбы ниппеля. Сломы по муфте происходят гораздо реже.

В утяжеленных бурильных трубах (УБТ) происходят сломы ниппеля и муфты. У УБТ, имеющих выточку под элеватор, происходят сломы в местах перехода от диаметра под элеватор к нормальному диаметру. Переход от одного диаметра к другому является местом концентрации напряжения, в котором развивается процесс трещинообразования и происходит слом трубы.

3.4.6. Аварии с бурильными трубами из легких сплавов

На рис. 24 приведены виды аварий с бурильными трубами из легких сплавов.

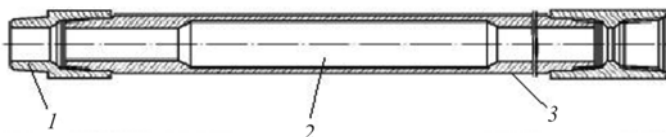


Рис. 24. Виды аварий с бурильными трубами из легких сплавов: 1 – срыв резьбового соединения; 2 – абразивный и коррозионный износ тела трубы; 3 – повышенный износ тела трубы в интервале клинового захвата

Для труб из легких сплавов (ЛБТ) сборной конструкции характерны аварии, аналогичные авариям со стальными трубами сборной конструкции. Наибольшее число аварий ЛБТ происходит из-за срыва резьбы труб. Аварии этого вида происходят в основном при попытках освободить прихваченную бурильную колонну вращением ротора и расхаживанием, когда на резьбовое соединение действует комбинация нагрузок. Сломы ЛБТ по телу происходят в местах, где прочность трубы снижена из-за износа по наружному диаметру в результате трения трубы о стенки скважины. Наибольший износ происходит в средней части трубы.

Применение клинового захвата при спуско-подъемных и технологических операциях с ЛБТ приводит к образованию зоны повышенного износа тела трубы на участке контакта с плашками клиньев. В этой зоне происходит образование ориентированных насечек, приводящих к уменьшению наружного диаметра трубы. Кроме того, насечки являются также местами концентрации напряжений – местами возможного образования трещин. Кроме указанных видов разрушений для ЛБТ свойственно явление эрозии около муфт и замковых соединений. Эрозия возникает под действием турбулентного режима движения жидкости в зоне муфтовых и замковых соединений, где внутренняя поверхность более шероховата, чем в остальной части трубы.

Кроме того, конструкция муфтовых соединений труб способствует образованию местных сопротивлений, приводящих также к образованию турбулентного режима движения жидкости и интенсивному размыву тела трубы на этом участке.

3.4.7. Аварии при креплении скважин

При креплении скважин обсадными колоннами происходят следующие виды аварий: падение секций и отдельных труб в скважину, разрушение резьбовых соединений обсадных труб, прихваты обсадных колонн, смятие обсадных труб.

Аварии, возникающие при креплении скважин, обычно являются очень сложными, и на их ликвидацию затрачивается много времени (более 10 % от времени на ликвидацию всех аварий).

Сложность спуска обсадных колонн зависит от многих факторов: геологического разреза, вида бурового раствора и его параметров, подготовки ствола скважины.

Аварии при спуске обсадных колонн. Прихваты обсадных колонн происходят на площадях, где разрез представлен глинопесчаными, глинистыми, илистыми, песчаными и другими рыхлыми и сыпучими породами, бурение в которых вызывает сужение ствола скважины или обвалы пород.

Основными причинами прихватов обсадных колонн являются:

- образование сальников на муфтовых соединениях обсадной колонны в процессе спуска и промывки скважин;
- наличие перепада давления между стволом скважины и про-ницаемым (склонным к поглощению) горизонтом;
- эксцентричность обсадной колонны, обуславливающая кон-тактирование части колонны со стенками скважины;
- осыпания, обвалы, обрушения неустойчивых стенок скважины;
- сужение ствола скважины в результате набухания или пла-стического течения горных пород;
- быстрое оседание твердой фазы бурового раствора при пре-кращении циркуляции;
- длительное оставление обсадной колонны без движения в процессе спуска;
- нарушение периодической промывки обсадной колонны;
- резкое изменение направления оси ствола скважины (боль-шие темпы набора и падения зенитного и азимутального углов скважины, малые радиусы кривизны скважины);
- использование кривых труб;
- использование обсадных труб, имеющих несоосные резьбо-вые соединения.

Величина прижимающих сил при прихвате обсадных колонн возрастает с увеличением перепада давления и уменьшения разно-сти диаметров скважины и обсадных труб.

Разъединение по резьбовым соединениям. Причинами разъеди-нения по резьбовым соединениям являются:

- низкое качество изготовления резьбового соединения (пре-вышение овальности и различие в толщине стенок трубы и муфты);
- неправильное сопряжение резьбы труб из-за перекоса осей в ре-зультате неправильной установки трубы в муфте. В результате пере-коса деформируются витки резьбы труб, происходит их заедание;
- превышение или снижение крутящего момента свинчивания обсадных труб относительно рекомендованного;

- несоответствие прочностных характеристик труб условиям их применения;
- потеря устойчивости обсадной колонны при недостаточном натяжении;
- действие чрезмерных изгибающих нагрузок на участках резких изменений направления оси ствола скважины;
- превышение допустимого внутреннего давления в процессе промывки или цементирования скважины;
- резкое торможение и удары колонн при посадке на ротор.

Характерными признаками разъединения являются:

- снижение давления в нагнетательной линии при промывке и цементировании;
- изменение нагрузки на крюке;
- преждевременный выход цементного раствора на устье;
- посадки или непрохождение долота номинального диаметра в зацементированной колонне.

Разрушение обсадных труб по телу или сварному шву. Данный вид аварий происходит по причинам:

- действия внутреннего давления при вызове циркуляции по окончании спуска колонн, а также при закачивании в затрубное пространство последней порции цементного раствора (посадке продавочной пробки на стоп-кольцо), при испытании обсадных колонн на герметичность;
- наличия заводских дефектов (расслоение металла, раковины);
- превышения допустимых нагрузок при расхаживании обсадной колонны;
- действия изгибающих моментов на участках резкого изменения направления оси ствола скважины;
- опрессовки колонн труб на давление, превышающее допустимое;
- низкого качества сварного шва при нарушении технологии сварки (сварки труб при смещении их осей).

Признаки разрыва обсадной колонны по телу или сварному шву аналогичны признакам разъединения их по резьбовым соединениям.

Смятие обсадных колонн. Причинами смятия обсадных колонн являются техническое состояние обсадных труб и технологические упущения. Основными из них являются:

- рост избыточного внешнего давления при спуске обсадных колонн с обратным клапаном, который происходит из-за несвоевременного долива промывочной жидкости;
- снижение прочностных характеристик обсадных труб в процессе спуска (повреждение машинными ключами и клиньями подвески);
- несоответствие прочностной характеристики обсадных труб воздействию внешних сил;
- пластическое течение горных пород.

При действии на обсадную колонну избыточного наружного давления развивается напряжение, которое достигает критического значения в одной точке, а при дальнейшем увеличении давления зона критических напряжений начинает распространяться и труба сминается.

Характерным признаком смятия обсадной колонны является ее непроходимость долотом номинального диаметра. При спуске обсадной колонны с работающим обратным клапаном производится периодический долив промывочной жидкостью. Максимально допустимая длина незаполненной колонны жидкостью определяется из выражения

$$H = \frac{P_{\text{см}}}{[n]\rho_{\text{ж}}g},$$

где $P_{\text{см}}$ – давление смятия;

$[n]$ – коэффициент запаса;

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность промывочной жидкости.

Периодичность долива регламентируется планом на спуск и крепление обсадной колонны.

Применение обратных клапанов типа ЦКОД, обеспечивающих самозаполнение обсадной колонны при спуске, позволяет снизить

гидравлические нагрузки на стенки скважины, исключить долив жидкости в колонну и сократить время спуска.

Падение колонн обсадных труб или ее части. Причинами падения являются:

- неисправности спуско-подъемного комплекса буровой установки (тормозная система буровой лебедки, порыв талевого каната, разрыв тормозной ленты или тормозного шкива);
- неисправности спуско-подъемного инструмента;
- нарушение правил спуска.

3.4.8. Мероприятия по предупреждению аварий с обсадной колонной и ее элементами

Разработан ряд мероприятий по подготовке колонн обсадных труб к спуску в скважину, подготовке буровой установки и ствола скважины.

Подготовка обсадных труб. Обсадные трубы готовят на трубных базах или непосредственно на буровых предприятиях. Обсадные трубы должны иметь заводской сертификат и заводскую маркировку, подтверждающие их соответствие требованиям стандарта. Трубы, предназначенные для спуска в скважину, осматривают и проверяют. При осмотре отбраковывают трубы, имеющие следующие дефекты:

- вмятины, трещины, порезы, расслоение металла;
- повреждение резьбовых соединений;
- превышение допустимого изгиба тела трубы;
- превышение допустимой овальности.

Трубы подвергаются гидравлическому испытанию водой на давление, соответствующее 80 % предела текучести для труб диаметром до 219 мм и 60 % предела текучести для труб диаметром более 219 мм. Предельное давление при испытании допустимо определять в зависимости от значений ожидаемого максимального

давления. Для эксплуатационных и промежуточных колонн оно должно превышать ожидаемое внутреннее давление на 5–20 %.

Труба выдерживается при давлении опрессовки в течение 30 с. Труба признается годной, если не происходит проникновения влаги изнутри. У прошедшей испытание трубы на прочищенные и смазанные резьбовые соединения наворачивают предохранительные колпаки для защиты от повреждения при погрузке и транспортировке.

Трубы, не прошедшие указанные виды контроля и гидравлическую опрессовку, отбраковываются.

Трубы, признанные годными, завозят на буровую за несколько дней до начала спуска в скважину. Общая длина доставленных на буровую труб должна на 5 % превышать длину обсадной колонны, предусмотренной проектом.

Перед спуском в скважину обсадные трубы шаблонируются. При шаблонировании проверяется соответствие внутреннего диаметра трубы номинальному.

Результаты выполненного комплекса работ по подготовке обсадных труб должны быть оформлены соответствующим актом, в котором указывается число отбракованных труб, их общая длина и причина отбраковки.

Подготовка ствола скважины к спуску обсадных колонн и креплению скважины. Для избежания осложнений и аварий при спуске обсадной колонны при ее цементировании предусматривается выполнение комплекса работ по подготовке ствола скважины. Виды работ и их объем зависят от состояния ствола скважины, протяженности открытой части ствола скважины, геологического разреза. Информацию о состоянии ствола скважины получают в процессе бурения. При проведении СПО, бурения и других технологических операций фиксируются интервалы посадок, затяжек, прихватов бурильной колонны.

При замерах зенитных и азимутных углов в наклонно направленных скважинах отмечают участки резких перегибов оси ствола скважины. Геологическая служба определяет интервалы потенциально поглощающих горизонтов.

Указанная информация уточняется при проведении исследовательских и измерительных работ (каротажи, кавернометрия, инклинометрия, опробование перспективных горизонтов).

Участки сужений, выступов и перегибов ствола скважины прорабатывают долотами с применением компоновки бурильной колонны, что и при бурении ствола скважины под эксплуатационную колонну. Скорость проработки указанных интервалов 20–40 м/ч. В сложных условиях скорость проработки может быть ограничена до 20–25 м/ч. Во избежание зарезки второго ствола не допускается остановка подачи бурового инструмента при вращающемся долоте.

При проработке скважины с применением забойных двигателей необходимо вращать бурильную колонну во избежание ее прихвата.

При спуске кондукторов и технических колонн на большую глубину (1000–3000 м) производят калибровку ствола скважины бурильными компоновками, приближающимися по жесткости к обсадной колонне, которая будет спускаться в скважину.

Выбор компоновок по жесткости зависит от профиля ствола скважины, темпа изменения кривизны скважины, величины кольцевого зазора между стенкой скважины и обсадной колонной, а также жесткости обсадной колонны. Скорость спуска жестких компоновок не должна превышать скорость спуска обсадной колонны, т.е. не более 1 м/с.

Большую роль в подготовке ствола скважины играет промывка скважины, так как от степени очистки бурового раствора зависит успешность спуска обсадной колонны, а также качество разобщения пластов при креплении скважины.

Для проработки и промывки скважин рекомендуется применять промывочную жидкость с минимальной водоотдачей, низкими значениями статического и динамического напряжений сдвига, возможно меньшей вязкости. Допускается ввод реагентов, уменьшающих липкость глинистой корки (нефть 5–7 %, графит 1–2 %). Промывка скважины должна производиться буровым раствором, тщательно очищенным от выбуренной породы. В целом параметры промывочной жидкости должны соответствовать проектным решениям.

После проработки, калибровки и промывки скважины ствол ее шаблонируют. Шаблон представляет из себя колонну, собранную из трех-пяти обсадных труб. Спускается на бурильных трубах. Спуск шаблона до забоя и подъем его без посадок и затяжек говорит о готовности ствола скважины к спуску обсадной колонны.

При наличии в разрезе скважины потенциально поглощающих горизонтов, т.е. горизонтов с аномально низкими значениями пластового давления, с относительно низкими значениями гидроразрыва горных пород и высокой их проницаемостью, ствол скважины проверяют на возможность поглощения тампонажного раствора в процессе цементирования. При выполнении гидродинамических исследований используется метод опрессовки ствола скважины сразу по всей длине или поинтервально.

Опрессовка производится с помощью гидромеханического паке-ра, спускаемого на бурильной колонне. Давление опрессовки должно несколько превышать максимальное давление в конце цементирования при выбранном режиме его проведения. При проведении одноступенчатого способа цементирования давление опрессовки ствола скважины можно рассчитать из следующего выражения:

$$P_{\text{опр}} = (\rho_{\text{цр}} - \rho_{\text{бр}}) H_{\text{ц}} \lambda,$$

где $\rho_{\text{цр}}$ – плотность цементного раствора;

$\rho_{\text{бр}}$ – плотность бурового раствора;

$H_{ц}$ – высота подъема цементного раствора в затрубном пространстве;

λ – коэффициент потерь давления в кольцевом пространстве ($\lambda = 1,10 \dots 1,15$).

При создании расчетного давления опрессовки на устье скважины на установившемся режиме определяют приемистость ствола скважины или определенного интервала. По результатам опрессовки определяют остаточный коэффициент k_o , $\frac{м^3}{ч \cdot МПа}$:

$$k_o = \frac{Q}{P_{опр}}.$$

Ствол скважины считается готовым к цементированию, если

$$k_o \leq 0,5 - 1,0 \frac{м^3}{ч \cdot МПа}.$$

При значении $k_o > 1,0 \frac{м^3}{ч \cdot МПа}$ необходимо провести изоляционные работы или применить другие способы цементирования. Возможен также вариант изменения режима цементирования.

Подготовка буровой установки и вспомогательного оборудования к спуску обсадных колонн. Перед спуском обсадной колонны проверяется:

- состояние фундаментов и оснований вышечного блока;
- состояние спуско-подъемного комплекса (тормозной системы, буровой лебедки, кронблока, талевого блока, талевого каната);
- горизонтальность стола ротора и центрация вышки;
- работа пневматических клиньев ротора;
- состояние машинных ключей;
- достоверность показаний индикатора веса и моментомера.

Аварии при цементировании обсадных колонн от общего числа аварий составляют 1,0–1,5 %, а по времени их ликвидации 1–3 %.

Виды аварий:

- оголение башмака обсадной колонны;

- недоподъем тампонажного материала в кольцевом пространстве до проектной высоты;
- оставление в обсадной колонне части тампонажного материала с образованием цементного стакана;
- прихват затвердевшим цементным раствором колонны буровых труб, на котором спускался хвостовик или секция обсадных труб;
- разрушение тела трубы под действием давления, превышающего допустимое;
- смятие обсадных колонн после цементирования.

Оголение башмака обсадной колонны происходит из-за превышения объема фактически прокаченной продажной жидкости над расчетным при разрушении продажной пробки или неплотной ее посадки на стоп-кольцо, а также при порыве обсадной колонны.

Недоподъем тампонажного материала за обсадной колонной происходит по следующим причинам:

- прокачивание объема продажной жидкости меньше расчетного (ошибки в расчетах, неправильное определение объема кольцевого пространства);
- рост давления закачки тампонажного материала в кольцевое пространство открытого ствола скважины при отфильтровывании воды в поглощающие горизонты, поглощение тампонажного материала при гидроразрыве пласта, преждевременное схватывание тампонажного материала.

Причинами оставления тампонажного материала в обсадной колонне являются:

- ошибки при расчетах объема продажной жидкости (не учитывается коэффициент сжимаемости жидкости, зависящий от объема воздуха или газа, который в нем находится);
- использование неопрессованных цементировочных головок и запорной арматуры в нагнетательных линиях;

- несоответствие качества тампонажного цемента температурным условиям в скважине, приводящее к преждевременному схватыванию цементного раствора; использование в качестве жидкости затворения воды, содержащей вещества, сокращающие сроки схватывания цементного раствора, а также недостаточный контроль над приготовлением цементного раствора.

Виды аварий при креплении обсадных колонн

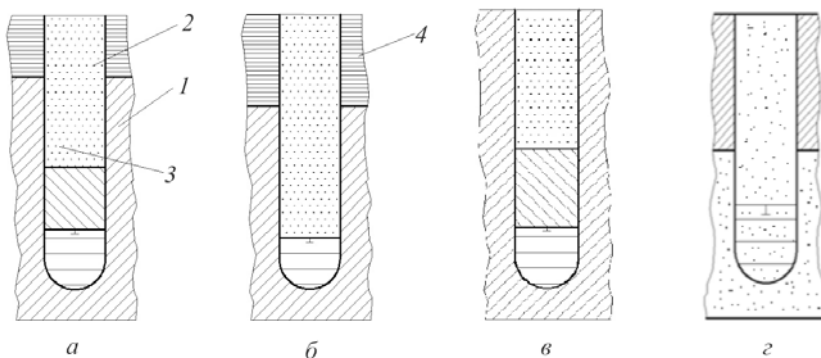


Рис. 25. Виды аварий при креплении:

а – оставление тампонажного материала в обсадной колонне и неподъем его в затрубном пространстве; *б* – неподъем тампонажного материала в затрубном пространстве; *в* – оставление тампонажного материала в обсадной колонне; *г* – оголение башмака обсадной колонны; 1 – тампонажный материал; 2 – обсадная колонна; 3 – продавочная жидкость; 4 – буровой раствор

Для предотвращения таких осложнений производят своевременное и качественное определение свойств цемента. Анализ цемента и подбор рецептур для его обработки должны производиться при температуре и давлении, близких к забойным.

Основными причинами прихвата затвердевшим цементом колонн бурильных труб являются попадание цементного раствора выше узла подвески и отказ или повреждение элементов подвески.

Разрушение обсадных колонн при цементировании происходит из-за превышения рабочего давления и давления «стоп», превышающего допустимые значения давления для обсадной колонны.

Причиной разрушения обсадных колонн может стать рост давления при вызове циркуляции в обсадных колоннах, посаженных в шлам, находящийся на забое скважины.

Смятие обсадных колонн после цементирования происходит выше зоны подъема цементного раствора и в зоне зацементированного участка обсадной колонны. Смятие колонны наблюдается в интервалах, сложенных неустойчивыми породами, склонными к обвалам; в интервалах каверн, а также при снижении уровня жидкости в колонне ниже допустимого (при испытании обсадной колонны методом снижения уровня). Пределы снижения уровня жидкости рассчитываются в зависимости от условий проводки скважины, диаметра обсадной колонны и толщины ее стенок, параметров бурового раствора, прочностных свойств материала.

3.4.9. Предупреждение аварий при спуске обсадных колонн

Для предупреждения данного вида аварий выполняются следующие мероприятия:

- комплекс работ по подготовке обсадных труб, ствола скважины, бурового и вспомогательного оборудования;
- для снижения трения и повышения герметичности резьбы трубы смазывают герметизирующим составом (УС-1, Р-402, Р-416, Р-113), соответствующим условиям эксплуатации колонны или другим уплотнительным материалом (лента ФУМ);
- свинчивание резьбовых соединений производится с контролем крутящих моментов;
- крутящий момент должен расти плавно; в случае скачкообразного роста крутящего момента или его стабилизации резьбовое соединение развинчивается, причина, нарушающая процесс свинчивания, устраняется, при необходимости труба отбраковывается;
- если при свинчивании крутящий момент достиг максимального значения, а торец муфты не доходит до последней риски резьбы на трубе более чем на один виток, то верхнюю трубу отбраковывают;

- минимальный крутящий момент свинчивания, при котором торец муфты совпадает с концом сбega резьбы на трубе, должен быть не менее 70 %, а максимальный, при котором этого совпадения может и не быть, не более 150 % среднего значения;
- в процессе спуска обсадной колонны необходимо вести контроль над характером вытеснения жидкости из скважины;
- в случае возникновения поглощения и падения уровня жидкости в кольцевом пространстве необходимо непрерывно заполнять скважину;
- при использовании обратных клапанов, не обеспечивающих самозаполнение колонн жидкостью, регулярно производить долив бурового раствора в колонну согласно плану работ на спуск колонны;
- для избежания гидроразрыва пластов, смятия обсадных труб, нарушения устойчивости стенки скважины не допускается превышение скорости спуска обсадной колонны, которая определяется расчетным путем, а сам спуск производится равномерно;
- спуск колонны до проектной глубины на величину длины последних двух труб производится с промывкой;
- запрещается разгружать обсадную колонну на забой.

3.4.10. Предупреждение аварий при цементировании обсадных колонн

Предупреждение данного вида аварий обеспечивается рядом мероприятий при подготовке к цементированию обсадных колонн, а также рядом осуществляемых непосредственно в процессе проведения операций крепления.

Основными из них являются:

- выбор рецептур тампонажных растворов для конкретных условий в скважинах;
- процесс цементирования скважины должен производиться сразу после спуска колонны и промывки;
- во время промывки и выравнивания раствора обсадная колонна должна находиться в подвешенном состоянии и периодически расхаживаться;

- при определении расхода продавочной жидкости надо учитывать коэффициент сжимаемости, зависящий от содержания вспенивающихся примесей, температуры и давления в скважине;

- контроль и управление процессом цементирования обсадных колонн должны осуществляться с помощью станции контроля цементирования (СКЦ) и блока манифольда.

Параллельно с работой СКЦ в процессе крепления:

- контролируются плотность тампонажного раствора и давление закачки жидкости в обсадную колонну;

- ведется контроль объема закачиваемой в колонну продавочной жидкости по тарированным емкостям цементировочных агрегатов;

- визуально ведется наблюдение за характером циркуляции.

Закачка и продавка тампонажного раствора должны производиться непрерывно.

Цементирование хвостовиков и нижней секции обсадных колонн производится при подвешенном их состоянии с целью избежания изгиба. Разгрузка нижней секции колонны и хвостовика на забой или на ранее спущенную часть обсадной колонны до окончания срока ОЗЦ запрещается.

Спуск хвостовиков и нижних секций обсадных колонн производится на разъединителе, обеспечивающем вращение верхней части бурильного инструмента во избежание его прихвата. Скорость спуска нижней секции колонн не должна превышать расчетной скорости спуска обсадных колонн.

3.4.11. Ликвидация аварий с обсадной колонной

Падение колонны обсадных труб. В результате полета колонна обсадных труб деформируется. Результаты полета и характер деформаций могут быть весьма различны. При ударе колонны о забой деформируются муфтовые соединения – происходит срыв трубной резьбы и загибание торцов внутрь трубы. Имеют место случаи повреждения обратных клапанов и смятие труб по телу.

Для ликвидации таких аварий первоначально выясняется местонахождение верхнего торца колонны. Для этого в скважину спускают долото, диаметр которого должен быть больше диаметра колонны.

В зависимости от диаметра колонны и характера обрыва трубы выбирается ловильный инструмент. Таким инструментом может быть метчик, колокол, освобождающаяся труболовка, метчик-калибр. Недостатком труболовок является невозможность восстановления циркуляции через башмак обсадной колонны или разрушенное резьбовое соединение, поэтому их рекомендуется применять, если есть уверенность в том, что колонна не прихвачена.

Применение метчиков и калибров не всегда допустимо, так как при навинчивании их идет докрепление или проворот труб, что затрудняет закрепление этих инструментов.

Если для извлечения колонны из скважины выбран колокол или метчик, то после соединения их с трубой необходимо сделать попытку восстановления циркуляции промывочной жидкости, а затем приступить к расхаживанию с соблюдением существующих правил расхаживания прихваченных колонн. При отрицательных результатах расхаживания применяют установку жидкостных ванн. Если указанные работы не принесли результата и колонну не удастся поднять, то следует приступить к извлечению колонны по частям или устранить аварию путем частичной ликвидации ствола скважины.

Прихват колонны обсадных труб. При установлении факта прихвата колонны обсадных труб выполняют последовательно следующие мероприятия:

- восстанавливают интенсивную циркуляцию промывочной жидкости через башмак обсадной колонны с плавным увеличением расхода (с помощью цементируемых агрегатов);
- производят расхаживание обсадной колонны; расхаживать прихваченную колонну следует очень осторожно, давая натяжку не более 50–100 кН выше собственного веса;
- допускается разгружать колонну при посадке не более 200 кН, а при наличии каверн не более 50–70 кН.

При восстановлении циркуляции промывочной жидкости с целью освобождения прихваченной колонны целесообразно установить жидкостную ванну.

Если невозможно восстановить циркуляцию через башмак обсадной колонны, следует сделать попытку ее восстановить через нижнюю часть колонны. Для этого выше обратного клапана перфорируют колонну при помощи стреляющего перфоратора, получая 10–15 отверстий.

При получении отрицательного результата следует вновь перфорировать колонну выше на 10–15 м, после чего снова делается попытка вызова циркуляции. При восстановлении циркуляции производят интенсивную промывку и расхаживание.

В тех случаях, когда не удается восстановить циркуляцию промывочной жидкости, применяют торпедирование колонны или извлечение по частям. Торпедировать прихваченную колонну не всегда целесообразно, так как при взрыве деформируется верх оставшейся в скважине колонны, что осложняет проведение работ по ее подъему.

Исходя из этого целесообразно освобождение части колонны производить, отвинчивая ее влево под натяжкой или отрезая труборезкой.

Оставшуюся в скважине прихваченную часть поднимают по частям при помощи левой внутренней труболовки. Труболовка спускается в аварийную колонну на 6–8 м ниже верхнего торца колонны и закрепляется, после чего отвинчивают верхнюю обсадную трубу под натяжкой инструмента, равной его весу. После подъема отвинченной трубы в скважину спускают долото и прорабатывают интервал до головы оставшейся части колонны обсадных труб. Ствол скважины при этом тщательно промывается. Затем вновь спускают левую труболовку для соединения со следующей трубой и ее отвинчивания.

Указанным методом можно извлечь из скважины все оставшиеся в ней трубы, за исключением труб, имеющих обратный клапан.

Отвинтить и поднять трубы можно при помощи левого колокола или специального метчика калибра. Труболовку можно применить после разбуривания обратного клапана.

Ликвидация негерметичности обсадной колонны. Негерметичность обсадной колонны возникает по разным причинам:

- при действии чрезмерного внутреннего давления;
- негерметичность резьбовых соединений из-за неправильного свинчивания;
- разрушение резьбовых соединений во время спуска или расхаживания.

Метод ремонта обсадной колонны выбирается в зависимости от типа и протяженности зоны негерметичности. Первоначально определяется местоположение негерметичности. Наиболее распространенным методом ликвидации негерметичности обсадных колонн является цементирование под давлением. Тампонажный раствор продавливается через негерметичную часть за колонну, и после его схватывания колонну опрессовывают.

Зона негерметичности может быть перекрыта хвостовиком, голова которого находится выше зоны негерметичности, а башмак может находиться на забое скважины. Герметизацию пространства между «головой» хвостовика и обсадной колонной обеспечивает пакер, входящий в комплект устройства для подвески хвостовика. Для повышения надежности за хвостовиком поднимают цементный раствор до пакера. Хвостовики уменьшают диаметр проходного отверстия обсадной колонны, что может ограничить применение определенного оборудования и инструментов.

Ликвидация аварий при смятии обсадных труб. Смятые обсадные трубы выправляются при помощи раздвижных и роликовых оправок различных конструкций, плоских оправок и оправочных долот (рис. 26, 27). Максимальный наружный диаметр оправки должен быть на 5–10 мм меньше номинального внутреннего диаметра выправляемой трубы.

Оправка на колонне бурильных труб осторожно допускается до смятого участка обсадной колонны. Граница такого участка определяется по показаниям индикатора веса. Затем производят разгрузку спущенного инструмента на 5–10 кН, приподнимают его на 20–30 см и медленно опускают, производя мягкий удар оправкой по смятому участку трубы.



Рис. 26. Грушевидная оправка

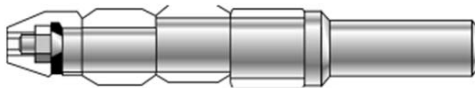


Рис. 27. Роликовая оправка

При этом необходимо учитывать, что сильные удары по смятому участку трубы могут привести к прохождению оправки ниже места смятия и осложнить аварию.

После нанесения нескольких легких ударов производят поворот инструмента на 60° – 90° и наносят следующую серию ударов, затем вновь поворачивают инструмент на 60° – 90° .

При работе с оправкой ведут точный замер опускания инструмента при повороте на один оборот. Если оправка опустилась на 10–15 см, инструмент поднимают и заменяют оправку.

Диаметр второй оправки, спускаемой в скважину, должен быть на 2–3 мм меньше внутреннего диаметра колонны.

Дальнейшее выправление колонны производят тем же методом, что и ранее. Учитывая, что при работе с простыми оправками необходимо применять оправки с различными диаметрами, предпочтительно использовать раздвижную оправку.

Выправление обсадной колонны всеми типами оправок связано с наличием больших нагрузок, так как инструменты зависают и заклиниваются в зоне смятия. Таким образом, в аварийную колонну следует включать УБТ и ударные устройства ясы.

3.4.12. Аварии с забойными двигателями

Аварии с турбобурами. Виды аварий с трубопроводами:

- слом корпуса турбобура по телу;
- слом вала турбобура;
- срыв резьбы или отвинчивание по резьбовому соединению верхнего переводника турбобура с корпусом;
- отвинчивание ниппеля;
- отсоединение от бурильной колонны;
- заклинивание корпуса турбобура в местах резкого изменения направления оси ствола скважины.

Слом корпуса турбобура по телу. Поломка корпуса турбобура происходит при резком ударе о забой скважины или при ударах об уступы в стволе скважины. Причиной слома может стать усталостное состояние металла, в результате которого образуются микротрещины, а также дефекты, полученные в результате эксплуатации турбобура (надрезы, вмятины, трещины). Эти дефекты становятся очагами концентрации напряжений, по которым происходит слом. Имеется много случаев слома корпуса турбобура по резьбе. У односекционных турбобуров основные поломки наблюдаются в местах соединения верхнего переводника с корпусом, а у многосекционного – в соединительных переводниках. Сломы носят усталостный характер.

Слом вала турбобура. Слом вала происходит в основном по резьбе под роторную гайку и контргайку, по промывочным окнам в местах перехода с основного диаметра под пята, по упору втулки нижней опоры.

Срыв резьбы или развинчивание резьбового соединения [6]. Установлено, что при отсутствии дефектов в корпусе турбобура наибольшее число сломов приходится на участки ослабления резьбы. Срыв резьбы или ее развинчивание происходит вследствие недостаточного крепления узлов в процессе сборки – чрезмерный или низкий момент свинчивания резьбовых соединений. В процессе эксплуатации турбобура на резьбовые соединения действуют знакопеременные нагрузки. Кроме того, резьба подвергается износу из-за трения соприкасающихся поверхностей ее витков. На сорванной резьбе отмечается значительная сработка ее профиля по рабочей стороне.

Износ резьбы ускоряется воздействием на нее бурового раствора под высоким давлением. Износ роторов и статоров приводит к ослаблению напряженного состояния резьбового соединения и вызывает необходимость довинчивания резьбы.

Отвинчивание ниппеля. В случае отвинчивания ниппеля в скважине остаются: вал турбобура, долото, роторы и статоры. В случае полного отвинчивания ниппеля из скважины поднимают только корпус турбобура, а остальные элементы остаются на забое. Причиной отвинчивания ниппеля может быть заклинивание его на

нижней втулке турбобура. При заклинивании вал, вращаясь вправо, заставляет ниппель тоже вращаться вправо, а это для него является левым вращением.

Причинами заклинивания ниппеля на валу турбобура могут быть:

- скопление шлама между поверхностями обрезиненной части ниппеля и наружной части втулки опора вала турбобура;
- резкая подача бурового раствора в скважину;
- отслоение резиновой обкладки ниппеля;
- изгиб вала турбобура при ударах о забой или уступы.

Отсоединение турбобура от бурильной колонны [6]. Аварии из-за износа замковых резьб верхнего и предохранительного переводников происходят вследствие недосмотра за их состоянием. Часто работы проводят без верхнего предохранительного переводника, что приводит к быстрому износу замковой резьбы, и при установке нового переводника изношенная резьба соединяется с новой. В результате этого происходит разрушение резьбы, характер которого подобен характеру разрушения замковых соединений буровых труб и УБТ.

Слом верхнего переводника турбобура происходит в шейке под элеватор. Аварии этого вида возникают при сложных работах, главным образом в условиях, когда прилагаемые усилия близки или равны временному сопротивлению металла. Так, были случаи, когда излом муфт ниже шеек происходил при попытках извлечь турбобур домкратом, а также при сильных ударах бурильной колонны об уступ. Отвинчивание турбобура от бурильной колонны происходит в основном с односекционными турбобурами и вызвано тем, что реактивный момент у них в 2–3 раза меньше, чем у многосекционных.

Характерными признаками аварий с забойными двигателями являются:

- резкое падение давления промывочной жидкости при незначительной потере веса бурильной колонны;
- прекращение проходки.

3.4.13. Ликвидация аварий с забойными двигателями

При срыве замковой резьбы верхнего переводника турбобура в скважину спускают ловитель или труболовку. Если резьба замковой муфты находится в хорошем состоянии, спускают метчик-калибр или новый замковый ниппель, которым соединяются с оставленным турбобуром. Работы производятся согласно правилам эксплуатации выбранного ловильного инструмента. При срыве резьбы, соединяющей переводник с корпусом турбобура или секций между собой, спускается резьбовой калибр или новый переводник. Последний используется в том случае, когда резьба корпуса турбобура не нарушена и доступ к ней не закрыт.

При поломке корпуса, когда часть статоров оказывается открытой или когда отвинтился ниппель, т.е. открыты все статоры, для извлечения узлов турбобура применяется трубная ловушка с вмятинами по телу для заклинивания в них турбобура. Чтобы убедиться в том, что турбобур находится в ловушке, колонна приподнимается на 1–5 м над забоем и медленно восстанавливается циркуляция промывочной жидкости. Увеличение давления свидетельствует о соединении ловушки с турбобуром.

Другой способ извлечения турбобура – захват его укороченным ловителем или труболовкой за выступающую часть вала с гайкой и контргайкой.

При поломке вала турбобура или турбодолота, а также при отвинчивании гайки и контргайки в скважине остается вал турбобура, который извлекается ловителем или колоколом.

Для ликвидации заклинивания турбобура используют кислотную ванну, а для ликвидации прихвата из-за сальникообразования – нефтяную или водяную ванну.

Если корпус турбобура заклинило над забоем и расхаживание и ванны не дают результата, то перед торпедированием бурильной колонны пытаются сбить турбобур на забой. Для этого разгружают колонну на 100–150 кН, опускают в нее шаблон, чтобы выяснить возможность последующего прохождения инструмента до вала турбобура. После подъема шаблона в колонну бросают два жестко

соединенных вала турбобура с головкой в верхней части для захвата штипсом грунтоноски.

Валы передают усилия удара на заклиненный турбобур. Если после первого удара турбобур не освободился, валы поднимают и операцию повторяют.

3.4.14. Профилактические мероприятия по предотвращению аварий с забойными двигателями

1. Перевозка ЗД производится на специализированном транспорте. Секционные ЗД перевозятся в разобранном виде отдельными секциями.

2. Резьбовые соединения должны иметь защитные колпачки или пробки.

3. Погрузку и разгрузку ЗД следует производить с помощью кранов, не допуская ударов. Нагрузка на корпус ЗД должна быть равно распределенной, исключающей его искривление.

4. Двигатель перед включением его в КНБК должен пройти следующие виды контроля:

- визуальный осмотр на наличие вмятин и трещин на корпусе, задигов на резьбе;
- выявление соответствия ЗД технологическим параметрам;
- уточнение общей наработки на ЗД;
- определение величины осевого люфта;
- определение величины давления запуска ЗД без нагрузки (холодного запуска).

5. При сборке ЗД:

- необходимо выдерживать рекомендуемые моменты свинчивания резьбовых соединений, обеспечивая их упорное соединение;
- при обнаружении пропуска жидкости в резьбовых соединениях, запуска с повышенным давлением, увеличением осевого люфта двигатель отправляется на ремонт.

При спуске ЗД в скважину:

- при спуске винтового забойного двигателя без переливного клапана необходимо производить периодический долив жидкости промывки в бурильную колонну через ведущую трубу;
- подход КНБК к забою должен производиться с промывкой скважины;

- предусмотреть установку фильтра над ведущей трубой;
- не допускать запуска ЗД ударами о забой;
- при остановке ЗД вследствие его перегрузки инструмент следует приподнять, затем постепенно довести долото до забоя и плавным увеличением нагрузки достигнуть максимальной скорости проходки;
- не допускать использования ЗД, если его ресурс может закончиться в процессе следующего долбления.

3.4.15. Аварии при проведении геофизических работ

К авариям такого вида относятся:

- прихваты прибора и кабеля;
- обрыв кабеля и оставление его части в скважине;
- оставление различных приборов и грузов;
- оставление торпед и перфораторов, применяемых при исследовании скважины и проведении вспомогательных работ в ней;
- самопроизвольное срабатывание перфоратора и взрывы торпед.

Причины аварий [8]:

- недостаточная подготовленность ствола скважины к электрометрическим работам (наличие уступов, желобных выработок, высокие реологические параметры бурового раствора);
- ненадежное крепление приборов к кабелю или кабеля к подъемнику;
- применение изношенного кабеля;
- превышение скорости спуска кабеля, которое ведет к его запутыванию и прихвату;
- обвал пород и образование пробок;
- длительное оставление без движения кабеля и приборов;
- обрыв прибора в результате затаскивания его на блок-баланс из-за отсутствия контрольных меток на кабеле;
- самопроизвольные взрывы торпед происходят при применении нетермостойких взрывчатых веществ и средств взрыва в высокотемпературных скважинах или от преждевременного поступления тока на взрыватель.

3.4.16. Методы ликвидации аварий

При прихвате кабеля его следует попытаться как можно скорее освободить. Для этого при помощи каротажной лебедки производят натяжение кабеля, но не свыше 50 % номинального разрывного усилия, указанного в паспорте. Следующей мерой по освобождению прихваченного кабеля является расхаживание, т.е. многократное натяжение и ослабление.

В этом случае, если принятые меры окажутся безуспешными, рекомендуется произвести спуск бурильного инструмента, пропуская кабель внутрь колонны (рис. 28).

Для ведения работ по этому методу необходим специальный набор инструментов, который практически больше нигде не применяется. В этот набор входят: бурильная труба 1, зажим 8 для кабеля с Т-образной подвеской, две кабельные головки 4, цилиндрический груз 5 и овершоты: спускаемый в скважину 2 и для работы на поверхности 6, а также плита с прорезью и переводник 7 с проточкой под эту прорезь и копьеобразной головкой для захвата овершотом; 3, 10 – кабель; 9 – ротор.

Спуск труб «поверх» кабеля проводится следующим образом (рис. 29).

Для этого башмак бурильной колонны оборудуется колоколом или специальным патрубком с развальцованной нижней кромкой. Кабель обрезается несколько выше стола ротора, и концы его оснащаются приспособлениями, позволяющими производить в процессе

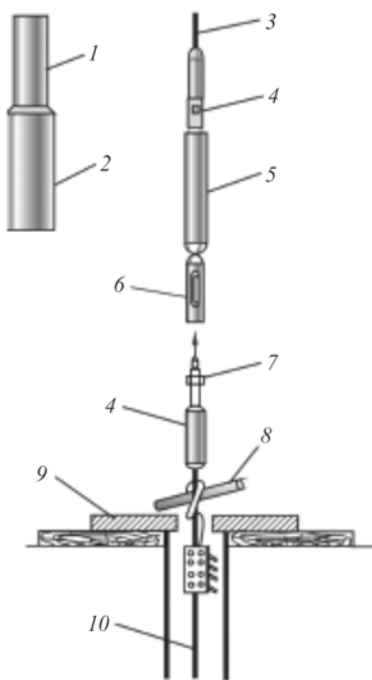


Рис. 28. Компоновка инструмента для спуска труб «поверх» кабеля

спуска инструмента соединение или разъединение разрезанных частей, а также удерживать конец каната, находящегося в скважине на торце замковой муфты очередной свечи. Часть кабеля, находящаяся на поверхности и соединенная с подъемником каротажной станции пропускается через основной или вспомогательный ролик кронблока. Перед навинчиванием каждой свечи кабель разъединяется, нижняя часть его фиксируется на торце верхней муфты спущенного инструмента, а верхний конец пропускается внутрь очередной свечи, поданной для свинчивания. После этого концы кабеля соединяются вновь, и производится навинчивание свечи и спуск ее в скважину. В процессе спуска инструмента кабель должен иметь натяжение 50 % от номинального разрывного усилия. При чрезмерном натяжении следует дать слабину путем сматывания кабеля с барабана каротажной лебедки. Не доходя 5–10 м до скважинного прибора, включают циркуляцию и замедляют спуск инструмента. Об освобождении кабеля узнают по снижению его натяжения.

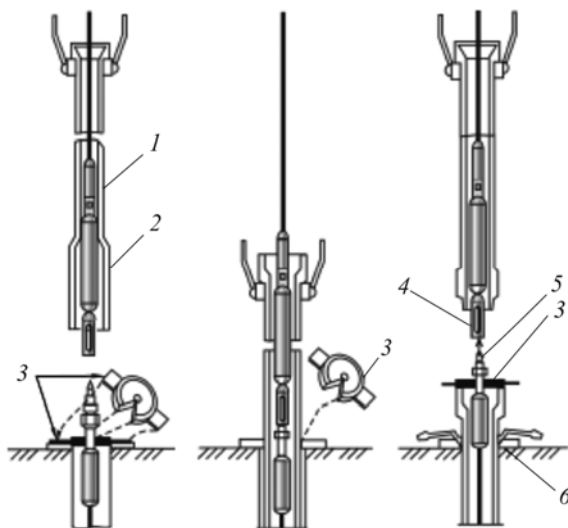


Рис. 29. Последовательность операций при спуске труб «поверх» кабеля (обозначения см. рис. 28)

Освобожденный кабель поднимают вместе с инструментом, следя, чтобы количество выбираемого из скважины кабеля соответствовало длине поднятых бурильных труб. Кабель при подъеме должен быть под натяжкой. Бурильные трубы при спуске и подъеме вращать не разрешается.

Если прихваченный кабель освободить не удастся, то его обрывают натяжением каротажной или буровой лебедки. В последнем случае кабель закрепляют на подъемном крюке, намотав на него достаточное количество витков.

Извлечение из скважины каротажных приборов может быть произведено также и с помощью ловильного паука, изготовленного из обсадной трубы соответствующего размера.

При заклинивании перфоратора в скважине попытки поднять его обычно заканчиваются обрывом кабеля.

Для ликвидации произошедшей аварии необходимо сначала поднять оставшийся в скважине кабель целиком или по частям. Ловля кабеля производится удочкой, спускаемой на тартальном канате или крючками на бурильных трубах. Для этой цели можно также применить ерш.

При работе крючком или ершом необходимо захватить кабель ближе к месту обрыва во избежание образования клубка из запутавшегося кабеля, что может привести к заклиниванию инструмента. Для предупреждения чрезмерного опускания ловильного инструмента ниже места обрыва кабеля над ним устанавливается специальный отбойный диск, который не допускает образования клубка. После извлечения каната на бурильных трубах спускают специальный шлипс для захвата головки перфоратора. Освобождение перфоратора производится расхаживанием инструмента с натяжением его до 5–10 т свыше собственного веса.

Если перфоратор заклинен на небольшом расстоянии от забоя, то хорошие результаты приносит сбивание его на забой посредством нанесения ударов инструментом.

Аварии с каротажными снарядами ликвидируются по плану, согласованному буровым и геофизическим предприятиями.

Отрыв прихваченного инструмента торпедированием производится по специальному плану, согласованному с геофизической службой.

Извлечение каротажных приборов из скважины. При оставлении прибора в скважине сначала определяют его местонахождение. При неуверенности в его нахождении на забое работы по определению его местоположения в стволе скважины ведутся прихватоопределителем или другой геофизической аппаратурой.

Для извлечения прибора буровая бригада опускает в скважину соответствующие ловильные инструменты.

Наиболее результативный ловильный инструмент для извлечения скважинных приборов — паук гидромеханический. Приборы длиной более трех диаметров скважины можно извлекать ловушками. Стальные предметы можно извлекать магнитными фрезерами. В тех случаях, когда приборы не представляют ценности, их разбуривают фрезерами или долотами с установленными над ними шламометаллоулавливателями.

Работы в скважине при оставлении в ней стреляющей аппаратуры (торпед, перфораторов и т.д.) со взрывчатыми материалами и аппаратуры с радиоактивными веществами прекращают, продолжение их разрешается по соответствующим планам, разработанным ответственными представителями геофизического и бурового предприятий.

Освобождение скважины от посторонних предметов. Практика буровых работ показывает, что в скважину падают элементы оборудования, работающего на устье скважины. Это сухари ключей УМК, АКБ, ПКР, челюсти и упоры АКБ, а также различные посторонние предметы: кувалды, молотки, ключи гаечные, элементы крепежа (болты, гайки). С забоя в ствол скважины попадают элементы разрушенных долот (лапы, шарошки, тела качения).

Упавший в скважину предмет в лучшем случае достигнет забоя скважины, но может застрять в ее стенке (каверне, желобной выработке) и стать причиной заклинки бурильной колонны при СПО [6]. Таким образом, при наличии в скважине названных условий не сле-

дует спешить со спуском инструмента для разрушения предмета на забое. Сначала надо спустить прихватоопределитель для выяснения местонахождения металла. Если предмет находится в стенке скважины над забоем, то скважину прорабатывают эксцентричным долотом в зоне нахождения предмета, чтобы сбить его на забой. Затем снова спускают прихватоопределитель и, если предмет не был сбит, торпедируют его и прорабатывают скважину до забоя.

Упавший в скважину посторонний предмет извлекают ловильным инструментом, выбор которого определяется размером и формой предмета. Если размеры предмета позволяют ему разместиться в гидромеханическом пауке, то надо постараться извлечь предмет с его помощью.

Использование магнитного фрезера зависит от размера и веса извлекаемого предмета.

Крупные предметы (роторные клинья, челюсти ключей АКБ-3 и т.д.) разрушают на забое забойными или башмачными фрезерами, а также коронками башмачных фрезеров, присоединяемыми к магнитным фрезерам. Колонковые трубы, подъемные грунтоноски и другие предметы разрушают забойными фрезерами или извлекают трубными ловушками, представляющими собой трубу с воронкой. На трубе сделаны загнутые вверх вырезы, в которых зажимается извлекаемый предмет. В отдельных случаях крупные детали разрушают торпедами типа ТКО.

Скважину необходимо периодически очищать от мелких металлических предметов, чтобы исключить последующее заклинивание ими колонны труб. Очищать забой рекомендуется магнитным фрезером, присоединенным к шламометаллоулавливателю, или эжекторным металлоулавливателем.

Аварии при опробовании бурящихся скважин испытателями пластов. В последние годы все чаще стали практиковать испытание разведочных скважин испытателями пластов сразу же после вскрытия продуктивного пласта, не дожидаясь окончания бурения скважин или вскрытия последующих продуктивных пластов. Однако при этом возникают аварии с испытателями пластов, прихва-

ты колонн бурильных труб, спускаемых с испытателями пластов, особенно нижней их части, расположенной под пакером (хвостовиком); поломки и разъединение узлов испытателей пластов, газопроявления.

Причинами аварий при работе с испытателями пластов являются: длительное стояние в ожидании притока, неправильно выбранный интервал установки пакера, большая депрессия, приводящая к разрушению пласта, низкое качество резинового элемента, неудовлетворительная подготовка ствола скважины к работе с испытателями пластов и отсутствие устьевого противовыбросовой аппаратуры.

При опробовании газовых и газоконденсатных горизонтов испытателями пластов возможен прихват его узлов образующимся гидратом.

Аварии при испытании скважин. Завершающий этап строительства скважины – испытание первого продуктивного горизонта – связан со спуском в скважину НКТ и проведением прострелочно-перфорационных работ, которые нередко сопровождаются авариями: поломкой и срывом резьбы в элементах НКТ, прихватами, нарушением целостности обсадных колонн и падением посторонних предметов в скважину.

Основные причины этих аварий – неудовлетворительная технология постановки цементных мостов; работа с дефектными трубами; слабая технологическая дисциплина и неудовлетворительная техническая оснащенность бригад, проводящих эти работы, вследствие чего в скважину спускаются трубы с недостаточно закрепленными резьбовыми соединениями, имеющие дефекты, допускаются случаи посадки труб в шлам и неудовлетворительное проведение изоляционных работ; на трубах, спускаемых в скважину, не устанавливаются обтираторы, предупреждающие попадание посторонних предметов, и т.д.

Предупреждение аварий при испытании скважин испытателями пластов. Работы по вызову притока надо производить только под руководством ответственного лица из числа ИТР, со-

гласно утвержденному плану и в присутствии представителя воензированной части.

До начала испытания устье скважины должно быть оборудовано по соответствующей схеме.

Применяемые НКТ с высаженными наружу концами должны быть опрессованы и проверены дефектоскопией.

При установке цементных мостов при вскрытом пласте следует оборудовать устье скважины головкой цессона или превентором с плашками под применяемые трубы, а также двумя выкидами, один из которых должен быть соединен с желобом. Проведение работ без них категорически запрещается.

Интервал ствола скважины, в котором в процессе бурения испытывали горизонты, необходимо проработать перед спуском долота на забой. Первое долото после испытания необходимо спускать в открытый ствол на пониженной скорости и с возможными предосторожностями, не допуская разгрузок более 50 кН.

3.4.17. Разрушение и падение буровых вышек

Данный вид аварий является одним из самых опасных, так как при этом разрушается не только вышка и ее элементы, но и привышечные сооружения. Возможно разрушение противовыбросового и устьевого оборудования, которое приводит к разгерметизации скважины и потере ее управляемости. Возможно травмирование членов буровой бригады.

Причинами аварий с буровыми вышками являются:

- превышение допустимых нагрузок;
- ослабление прочности элементов вышки вследствие долгой эксплуатации или коррозионного износа;
- несовпадение оси вышки и центра ротора;
- негоризонтальность фундамента вышки;
- использование индикатора веса, дающего заниженные нагрузки;
- износ резьбовых соединений элементов вышки.

3.4.18. Аварии с долотами

В зависимости от типа долота выделяют основные виды аварий (рис. 30).

Аварии с шарошечными долотами – отвинчивание долота и разрушение долота. Отвинчивание происходит в результате нарушения правил крепления:

- несоответствие момента свинчивания;
- наворот долота левым вращением ротора;
- применение доски отворота долот, не соответствующей типоразмеру долота;
- несоответствие присоединительных резьб наддолотного переводника и долота, износ резьбы наддолотного переводника.

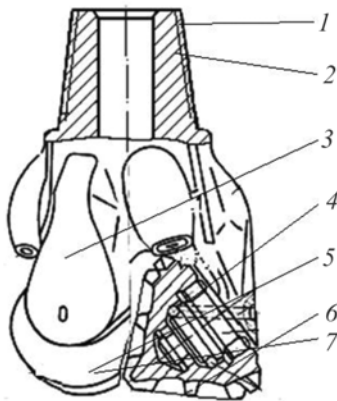


Рис. 30. Виды аварий с долотами: 1 – самопроизвольный отворот резьбового соединения; 2 – слом по телу резьбового соединения; 3 – слом лапы долота; 4 – разрушение подшипников; 5 – разрушение тела шарошки; 6 – разрушение, скалывание вооружения шарошки; 7 – заклинивание шарошек, оставление шарошек

Имеются случаи оставления долот в скважине при расхаживании заклиненных долот путем вращения бурильной колонны вправо и последующей отдачи влево. При этом бурильная колонна за счет инерционных усилий поворачивается влево на большее число оборотов, что ведет к отвинчиванию долота. Отвинчивание долота происходит при креплении бурильных труб обратным вращением ротора с подвешенной на нем бурильной колонной.

Поломка долота – разрушение с оставлением деталей на забое. В результате разрушения шарошечных долот на забое могут остаться лапы с шарошками, корпуса шарошек, тела качения (шарики, ролики).

Причины разрушения долот:

- передержка долота на забое. В результате длительной работы долота на забое истирается наружная поверхность лапы, оголяются и выпадают подшипники, а шарошки остаются на забое. Причиной передержки долот и несоответствия режима работы долота является недостаточная квалификация персонала;

- несоответствие типа долота типу разбуриваемых пород. Имели место случаи, когда бурение твердых пород велось долотами, предназначенными для разбуривания пород средней твердости. При этом происходили аварии с оставлением в скважине шарошек;

- неправильный выбор параметров режима бурения приводит к ускоренному износу опор, малопроизводительной работе долота, частым случаям оставления шарошек на забое (особенно при турбинном способе бурения);

- работа с заниженной нагрузкой на долото приводит к сильному износу опор при незначительной сработке вооружения. Бурение с повышенной нагрузкой на долото характеризуется значительной сработкой вооружения шарошек при относительно малой сработке опор;

- удары об уступы, забой и заклинивание долота. При ударах долот о забой вследствие падения бурильных колонн или при резких посадках долот на забой происходит слом лап. Слом происходит над осью шарошки. Заклинивание долота может произойти в суженной части ствола скважины, которая образовалась при потере диаметра долота, которым производилось предыдущее долбление;

- разрушение долота по сварному шву. Эта авария происходит при плохом качестве сварки лап. Возможно снижение прочности корпуса долота после его крепления;

- размыв промывочных узлов;
- использование дефектных долот;
- работа долота по металлу;
- длительная промывка скважины перед подъемом сработанного долота;

- признаками аварий с шарошечными долотами являются падение механической скорости проходки, изменение давления в нагнетательной линии, изменение момента при вращении буровой колонны, крутильные удары.

Аварии с алмазными долотами. Наиболее частые аварии – заклинивание долот при бурении и СПО, отвинчивание долот.

Причинами заклинивания алмазных долот являются:

- резкая посадка в зоне сужения ствола скважины и в призабойной зоне в результате спуска долота без ограничения скорости, особенно в необсаженной части ствола скважины;
- преждевременное прекращение циркуляции перед подъемом отработанного долота;
- недостаточная промывка скважины через долото ввиду потерь раствора через негерметичные резьбовые соединения буровой колонны;
- бурение скважины при несоответствующем соотношении размеров долота, забойного двигателя, УБТ;
- заклинивание долота посторонними предметами (металл, порода, цементный камень).

Относительно часто наблюдаются случаи заклинивания алмазных долот вследствие наличия у них большой площади калибрующей поверхности секторов, отчего происходит контакт со стенками скважины на большой площади. Имеются частые случаи заклинивания алмазных долот при первом спуске их в скважину или после бурения трехшарошечными долотами. Длительная работа алмазного долота на забое без подъема также может стать причиной заклинивания. Причины отвинчивания алмазных долот аналогичны причинам отвинчивания шарошечных долот. Специфической особенностью алмазных долот является то, что из них могут выпадать алмазы. Выпавшие алмазы разрушают другие алмазы в долоте, приводя его в нерабочее состояние. Причины выпадения алмазов – изнашивание матрицы и недостаточное крепление.

Аварии с лопастными долотами. С лопастными долотами происходят следующие аварии: отвинчивание, слом рабочих лопастей, поломка долот по телу, слом резьбы. Причины отвинчивания те же, что и у шарошечных долот. Слом рабочих лопастей происходит от

заклинивания на забое инородными предметами или от чрезмерных нагрузок. Причинами слома лопастей могут быть дефекты металла и неудовлетворительное качество изготовления.

***Ликвидация аварий с долотами.** Ликвидация аварий при отвороте долота:*

- оставленное долото на забое пытаются поднять за присоединительную резьбу спуском наддолотного переводника на бурильной колонне;
- при отрицательном результате корпусное долото пытаются поднять калиберным метчиком, а бескорпусное долото извлекают из скважины калиберным или обычным колоколом.

Тип колокола выбирают с учетом состояния резьбы на долоте, информацию о которой дает поднятая часть резьбового соединения. Если предполагается, что резьба на долоте сильно нарушена, спускают обычный колокол. При необходимости для захвата долота за присоединительную резьбу колокол обрезают. Для извлечения отвинченных долот также используют различные метчики, магнитные фрезеры.

При расследовании аварий устанавливались случаи, когда долота отвинчивались или обрывались при подъеме и падали на забой или застревали в стволе скважин. Причем во многих случаях они переворачивались и становились вверх шарошками. В этом случае делают попытки подъема долота метчиком, которые бывают не всегда успешными. Бескорпусное долото сваривается из трех-четырех частей. Нельзя достичь надежного крепления метчика на сварных швах, выступающих внутрь ниппеля долота. Поднимаемое метчиком долото задевает за выступы ствола скважины и срывается. В этом случае целесообразно разрушить оставленное долото и извлечь его фрагменты. Выбор метода разрушения долота зависит от его размера, конкретных условий и наличия разрушающих инструментов. Наиболее эффективно разрушение долот кумулятивными торпедами осевого действия.

При правильном выборе типа кумулятивной торпеды долота диаметром до 245 мм разрушаются после одного или двух взрывов. После применения торпеды рекомендуется фрагменты разрушенных долот столкнуть к забою райбером или пикообразным долотом, а

затем спускать ловильный инструмент. При невозможности применять кумулятивные торпеды долото разрушают фрезерами, которые спускают на забойном двигателе. Фрагменты разрушенного долота поднимают магнитными фрезерами, контролируя суммарный вес поднятого металла и сравнивая его с весом разрушенного долота. Целесообразно работать магнитным фрезером в комплексе с металлоулавливателем. Магнитным фрезером определенной грузоподъемности поднимают шарошки долот, лапы с шарошками, детали подшипников. При отсутствии магнитного фреза достаточной грузоподъемности шарошки долота и лапы с шарошками разрушают забойным или башмачным фрезом на более мелкие фрагменты. Долото, оставленное в стволе скважины выше забоя, необходимо сбить на забой, определить его положение печатью. В зависимости от положения долота на забое выбирается метод ликвидации аварии.

Предупреждение аварий с долотами. Для предупреждения аварий с долотами необходимо выполнение следующих мероприятий:

- транспортировка долота производится в контейнере, защищающем корпус и резьбу от удара;
- перед спуском долота в скважину необходимо провести визуальный осмотр состояния долота, проверку его диаметра кольцевым шаблоном, убедиться в соответствии долота технической документации (режима бурения, категории разбуриваемой породы, типу забойного двигателя);
- крепление долота производить с помощью доски отворота, вспомогательной лебедки и машинного ключа с определенным для данного типа долота моментом свинчивания;
- после крепления долото вновь подвергается визуальному осмотру на предмет выявления дефектов, которые могли бы быть получены при свинчивании;
- при спуске долота в скважину ограничивать скорость спуска в местах посадок и уступов, башмака промежуточной обсадной колонны;
- после допуска долота до забоя произвести обкатку его опоры с ограниченной нагрузкой (нагрузка зависит от типа долота) в течение

10–20 мин при низкооборотном бурении и в течение 5–10 мин при высокооборотном бурении;

- после приработки долота нагрузку постепенно повышать до требуемой режимно-технологической картой.

3.4.19. Способы рациональной отработки долот

Основной признак заклинивания опор шарошек в процессе роторного бурения – повышение вращательного момента на роторе, а сработки его вооружения – падение механической скорости бурения. Бурильщик обязан прекратить работу и приступить к подъему долота:

- при бурении лопастными и всеми видами долот режущего или истирающего типа в случае постепенного падения механической скорости бурения по сравнению с первоначальной в 2,0–2,5 раза при постоянных параметрах режима бурения (нагрузка на долото, расход промывочной жидкости, давление в манифольде);

- при бурении шарошечными долотами в случае резкого повышения вращающего момента в роторе, зафиксированного моментомером, или по истечении времени механического бурения долотом, предусмотренного технологической картой и уточненного по данным предыдущего рейса;

- при резком колебании давления на манометре, так как при нормальном бурении стрелка манометра должна остановиться в определенном положении и колебаться вверх и вниз от него на два-три деления шкалы;

- при появлении признаков, характерных для заклинивания опор шарошек (стрелка манометра начинает ритмично колебаться на 20–30 и более делений шкалы), определять в течение 5 мин частоту колебания стрелки, чтобы убедиться в заклинивании долота;

- при частоте колебаний 16–20 в 1 мин прекратить подачу бурильной колонны, продолжить бурение до выбора полного ее веса на крюке и определить характер изменения амплитуды колебаний стрелки манометра. При заклиненных шарошках амплитуда колебаний стрелки должна плавно уменьшаться, а после снятия нагрузки должна остановиться на делении шкалы как при холостом вра-

щении перед началом бурения. Если при выполнении изложенных выше требований возникли сомнения в заклинивании опор, то разрешается продолжить бурение до получения нового сигнала о заклинивании, при получении которого необходимо поднять долото;

- при турбинном бурении в твердых и крепких породах момент подъема долота следует определять по уменьшению механической скорости проходки на долото на 30–50 %;

- забой скважины необходимо очищать от металла с помощью металлоулавливателей, устанавливаемых над долотом в средних и твердых породах через каждые 10–15 спуско-подъемов;

- при подходе долота к башмаку кондуктора или промежуточной колонны скорость подъема бурильной колонны следует уменьшить, чтобы избежать удара долота и поломки лап;

- для предупреждения отвинчивания долота в скважинах с зонами сужения ствола, имеющими кривизну, необходимо снижать скорость спуска колонны, чтобы исключить возникновение реактивного вращения вала турбобура или электробура влево;

- долото с конфигурацией, отличающейся от конфигурации предыдущих долот, следует спускать осторожно. Интервалы работы предыдущего долота в твердых и средних породах необходимо прорабатывать. Особенно опасно спускать без проработки четырехшарошечное долото в интервале работы предыдущего трехшарошечного долота, а также спускать пикообразное долото после работы трехшарошечным долотом;

- для предупреждения заклинивания долота в призабойной части предыдущее отработанное долото осматривают, замеряют его диаметр. Если диаметр поднятого долота уменьшился, значит, имеются люфты в опорах и периферийные зубья его сработаны, т.е. ствол скважины может быть сужен в определенном интервале. В этом случае необходимо проработать новым долотом весь интервал предыдущего долбления;

- бурение в твердых и крепких породах, а также в абразивных породах средней твердости необходимо производить с калибраторами, устанавливаемыми над долотом.

Особенности эксплуатации алмазных долот. При бурении скважины алмазными долотами необходимо соблюдать требования

Инструкции по бурению нефтяных и газовых скважин алмазными буровыми инструментами. При этом особое внимание следует обратить на проведение работ, несоблюдение которых вызывает аварии.

Наземное буровое оборудование, бурильную колонну и инструмент необходимо подготовить для длительной и безаварийной работы, провести его ревизию и снабдить запасными частями.

Ствол и забой скважины должны быть соответствующим образом подготовлены, т.е. забой очищен от металла, в стволе устранены интервалы сужения.

Компоновка низа бурильной колонны должна обеспечивать передачу нагрузки на долото частью веса УБТ, исключение зон завихрения бурового раствора, создание цилиндрического ствола скважины путем установки над долотом калибратора, гашение поперечных вибраций в бурильной колонне, а также установку яссов или безопасного переводника для быстрой ликвидации возможного заклинивания бурильной колонны.

Спуск алмазные долота следует медленно, особенно в зонах сужений, обвалов, в местах возможных затяжек и посадок, в зоне каверн при подходе к потайной и обсадной колоннам, а также в призабойной зоне.

Спуск последних 10–15 м бурильной колонны до забоя надо производить с вращением долота и циркуляцией бурового раствора.

При эксплуатации алмазных долот запрещается: спускать алмазные долота в неподготовленную скважину; вращать бурильную колонну с алмазным долотом в обсадной колонне; прорабатывать алмазными долотами ствол скважины в интервалах, сложенных крепкими и абразивными породами; начинать бурение без надлежащей очистки забоя от металла; бурить без калибраторов, установленных над долотом, в твердых абразивных породах.

3.4.20. Прихваты бурильных и обсадных колонн

Нет единого мнения, куда относить прихваты – к аварии или к осложнению.

Прихват – потеря подвижности колонны бурильных или обсадных труб, скважинных приборов и оборудования, которая не

восстанавливается даже при приложении максимально допустимых нагрузок (в пределах упругих деформаций материала труб).

Прихват – наиболее распространенный и серьезный вид осложнения при проводке скважины. Ликвидация прихвата в некоторых случаях требует значительных затрат времени и средств.

Виды прихватов. Прихват под действием перепада давления (дифференциальный прихват). Этот вид прихвата происходит в интервалах проницаемых отложений (песчаников, трещиноватых известняков). Наличие на стенке скважины глинистой корки также может способствовать возникновению прихвата. Прижимающая сила, возникающая вследствие перепада давления, определяется из уравнения

$$P_{\Delta p} = (\rho_{\text{бр}} - \rho_{\text{пл}})(h_{\text{пз}}\delta)f,$$

где $P_{\text{ст}}$ – гидростатическое давление бурового раствора;

$h_{\text{пз}}\delta$ – площадь контакта;

$h_{\text{пз}}$ – мощность проницаемой зоны;

δ – толщина глинистой корки;

f – коэффициент трения между стальной бурильной трубой и глинистой коркой.

Факторы, способствующие возникновению прихватов:

- разность между гидростатическим давлением и давлением в проницаемом интервале, вызывающая фильтрацию бурового раствора в проницаемые породы, а также прижимающая колонну труб к стенке скважины;

- длительность времени контакта колонны труб со стенками скважины;

- величина площади контакта неподвижной колонны труб со стенками скважины;

- толщина и липкость фильтрационной корки на стенке скважины;

- величина прижимающего усилия от нормальной составляющей веса колонны труб.

Признаками развития прихвата являются:

- посадки, затяжки колонн;

- увеличение крутящего момента на вращение бурильной колонны.

При этих признаках, как правило, сохраняется нормальная циркуляция бурового раствора.

Схема развития прихвата указана на рис. 31.

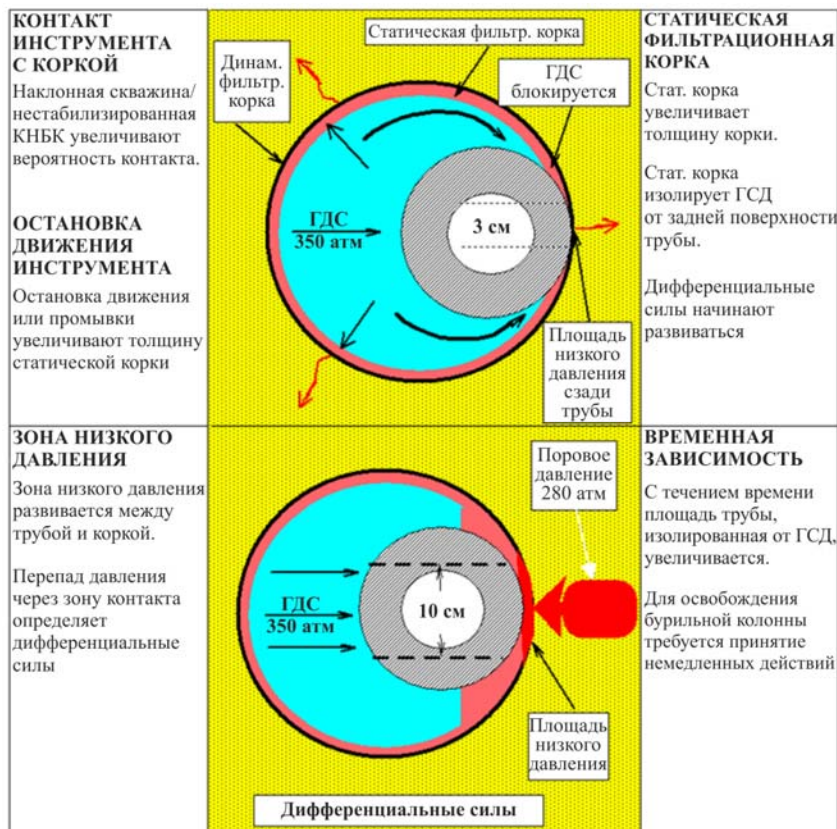


Рис. 31. Развитие прихвата

Способы предупреждения дифференциального прихвата колонны бурильных и обсадных труб:

- поддержание параметров бурового раствора согласно проекту (плотность, показатель фильтрации, содержание твердой фазы);
- по возможности исключить оставление без движения бурильных колонн в открытом стволе в прихватопасных интервалах;

- установить периодичность отрыва долота от забоя и периодичность проворота БК при бурении забойными двигателями;
- при проектировании профиля наклонно направленных скважин закладываются минимально возможные темпы набора и падения зенитного угла и изменения азимута.

Для уменьшения площади контакта БК со стенками скважины в компоновку рекомендуется вводить следующие элементы:

- УБТ с профильным поперечным сечением: квадратные, спиральные, с центрирующими втулками, со смещенными гранями (рис. 32, 33);
- переводники-центраторы, центрирующие опоры (рис. 34, 35);

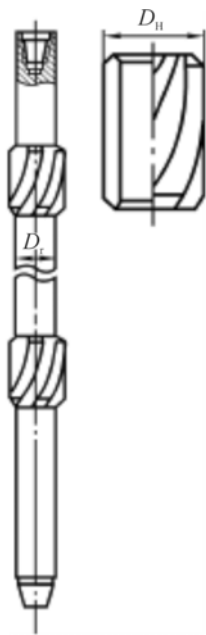


Рис. 32. Утяжеленная бурильная труба с приваренными стальными втулками-центрираторами

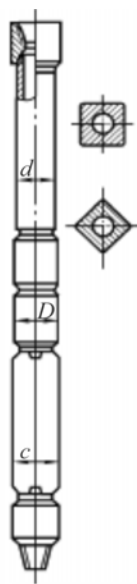


Рис. 33. Утяжеленная бурильная труба со смещенными гранями

- проницаемые интервалы, склонные к образованию толстых фильтрационных корок, периодически прорабатывать, при необходимости кольтматировать;

- снижать липкость глинистой корки путем ввода нефти или смазывающих добавок (графит).

Прихваты вследствие заклинивания БК, ОК в суженной части ствола скважины. На рис. 36 приведены прихваты вследствие заклинивания БК, ОК в суженной части ствола скважины.

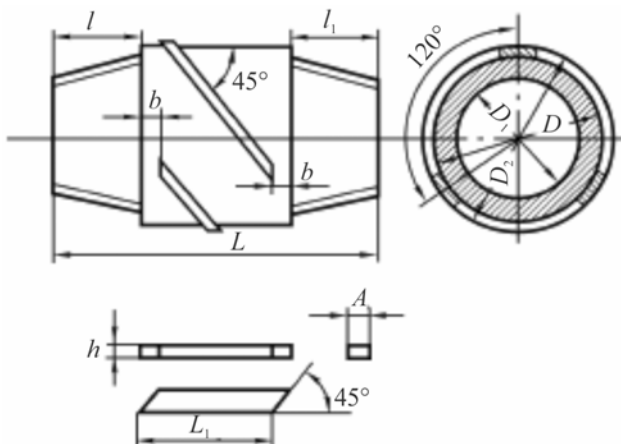


Рис. 34. Переводник с приваренными ребрами для соединения секционных турбобуров: D – наружный диаметр по телу; D_1 – внутренний диаметр; D_2 – наружный диаметр по ребрам; l_1 – длина верхнего ниппеля; l – длина нижнего ниппеля; b – расстояние до торца; L – длина переводника; L_1 – длина приваренного ребра; h – ширина ребра; A – высота ребра

Механизм прихвата:

Новое полноразмерное долото при спуске инструмента в скважину заклинивает в стволе меньшего диаметра.

Причины:

- бурение твердых абразивных пород долотами с изношенным диаметром;
- в интервалах отбора керна используются бурильные головки меньшего диаметра.

Меры предупреждения:

- контролировать износ долот и стабилизаторов;

- следует допускать новое долото с проработкой интервала сужения;
- уменьшать скорость спуска колонны в призабойной зоне.

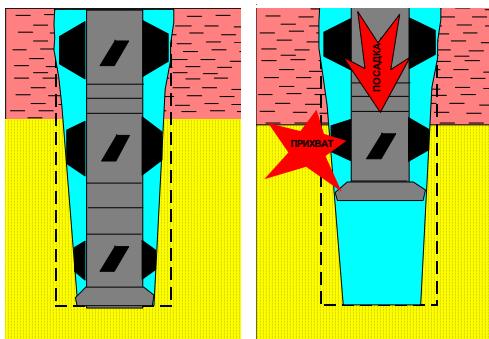
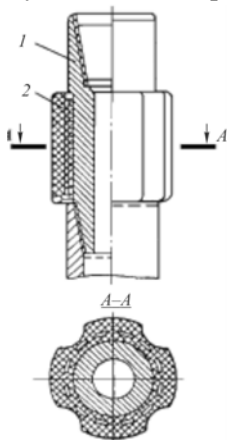


Рис. 35. Упругий центратор: 1 – переводник;
2 – резиновая втулка

Рис. 36. Прихваты вследствие заклинивания БК, ОК в суженной части ствола скважины

Причины возникновения сужения ствола скважины:

- потеря диаметра долота и калибрующих элементов БК;
- вытекание пластичных пород в ствол скважины;
- быстрое увеличение толщины фильтрационной корки;
- набухание приствольного слоя пород.

Признаки сужения ствола скважины:

- посадки и затяжки при СПО;
- рост давления промывки;
- недохождение долота до забоя.

Предупреждение прихватов вследствие заклинивания БК, ОК в суженной части ствола скважины:

- фиксировать интервалы затяжек и посадок, ограничивая в них скорость СПО;
- своевременно прорабатывать эти интервалы (до следующего наращивания);

- контролировать диаметр отработанного долота, калибраторов, центраторов;
- ограничивать скорость спуска компоновок, отличающихся от ранее применяемых;
- вход долота в призабойную зону производить с вращением;
- тщательно промывать призабойную зону;
- при спуске долота для сплошного бурения интервал бурения колонковым долотом необходимо расширить.

Прихваты заклиниванием БТ в желобной выработке

На рис. 37. приведен пример прихвата заклиниванием БТ в желобной выработке.

Признаки:

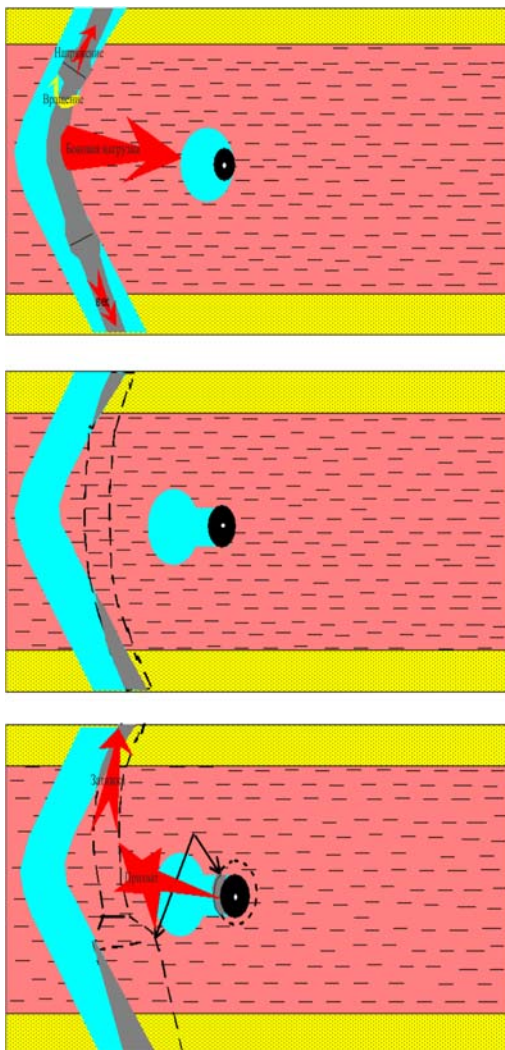
- периодические затяжки и посадки в интервале изменения угла во время СПО;
- наблюдается резкая затяжка при входе КНБК в желоб;
- возможное изменение момента при провороте бурильной колонны;
- циркуляция не нарушается;
- если инструмент не прихвачен, колонна свободно ходит при нахождении КНБК ниже желоба.

Образование желобных выработок происходит в следующих случаях:

- при изменении направления оси ствола скважины в результате взаимодействия со стенками скважины элементов БК при продольном и поперечном перемещении образуются выработки;
- при $\Delta i > 0,6^\circ$ на 10 м (Δi – темп изменения зенитного угла) происходит наработка желобов во всех породах, кроме скальных.

Желобообразование происходит в течение определенного периода времени и зависит:

- от числа рейсов;
- массы единицы длины БК;
- твердости горной породы;
- компоновки БК и конструкции ее элементов;
- при бурении на необработанных буровых растворах.



Наибольшая опасность заклинивания возникает при соотношении

$$1 < \frac{d_3}{a} \leq 1,25,$$

где d_3 – наружный диаметр БК; a – размер желобной выработки.

При желобообразовании возникает опасность попадания колонны буровых труб в суженную часть выработки и возможность ее заклинивания, что создает аварийную ситуацию. При креплении скважины происходит неполное замещение бурового раствора в интервале желобной выработки тампонажным раствором, что снижает качество крепления. В желобных выработках падает скорость восходящего потока бурового раствора, вследствие чего уменьшается качество очистки ствола скважины. Наличие желобной выработки в интервале ствола скважины с большим зенитным углом может привести к зарезке второго ствола.

Рис. 37. Прихваты вследствие заклинивания БК, ОК в желобной выработке

Признаки желобообразования:

- появление посадок и затяжек, которые могут быть различны в одном и том же интервале;

- заклинивание БК и ОК;
- рост вращающего момента при проворачивании БК.

Для профилактики процесса желобообразования выполняются следующие мероприятия:

- применение компоновок БК, заложенных в проекте;
- периодические замеры конфигурации ствола скважины;
- установка спиральных центраторов в местах перехода от УБТ к бурильным трубам;
- проработка интервала компоновкой, включающей пикообразное долото, диаметр которого меньше, чем диаметр скважины; УБТ, БТ, расширитель БТ. Диаметры расширителя и пикообразного долота постепенно увеличивают. В процессе проработки желобной выработки необходимо обеспечить максимально возможную подачу промывочной жидкости и минимальную скорость проработки.

Прихваты вследствие заклинивания посторонними предметами. На рис. 38 приведен пример прихватов вследствие заклинивания посторонними предметами.

Этот вид прихвата возможен по всему стволу скважины. Наиболее опасны прихваты при заклинивании БК или ОК в обсадных колоннах (металл по металлу).

Причины:

- попадание в кольцевое пространство скважины посторонних предметов, крупных кусков вывалившейся породы или цементного камня;
- оставление в скважине фрагментов разрушенных долот (лап, шарошек, элементов подшипников), фрагментов приборов.

Заклинивание характеризуется затяжками при подъеме, резкими посадками при спуске, подклиниванием колонны при роторном бурении, ростом крутящего момента при провороте колонн. Циркуляция при этом, как правило, нормальная.

Для профилактики аварий с заклиниванием БК и ОК посторонними предметами выполняются следующие мероприятия:

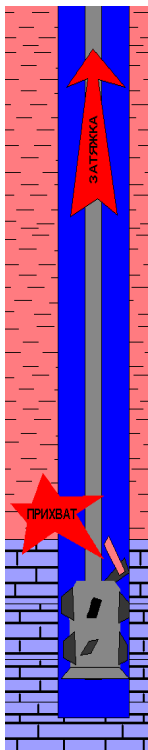


Рис. 38. Прихваты вследствие заклинивания посторонними предметами

- устье скважины должно быть оборудовано устройством, предотвращающим попадание посторонних предметов в скважину (при СПО это резиновые манжеты-обтираторы);

- исключить все виды работ над открытым устьем скважины;

- производить постоянный контроль оборудования, работающего над устьем скважины: АКБ, ПКР, УМК.

При падении в скважину металлических предметов или оставлении в ней фрагментов долот углубление скважины производится только после полной очистки забоя. Для постоянной очистки забоя в компоновку БК включается ЗМШУ (забойный металлошламоуловитель) – рис. 39.

Металлошламоуловитель предназначен для улавливания обломков, разрушаемых в скважине металлических объектов и отдельных фрагментов вооружения разрушающих инструментов (долот, фрезеров и т.п.).

Металлошламоуловитель состоит из корпуса, имеющего присоединительные концы с замковой резьбой. Для циркуляции промывочного раствора в корпусе выполнено проходное отверстие. Корпус скомпонован со съемным кожухом, который имеет отверстия для слива жидкости при подъеме. Кожух зафиксирован на корпусе двумя винтами с пружинными шайбами против отворота и центратором, который предназначен для центрирования кожуха относительно корпуса.

Перед применением алмазных долот после долот шарошечного типа необходима полная очистка забоя скважины от металла. Очистка забоя от металла производится с помощью магнитного фреза.

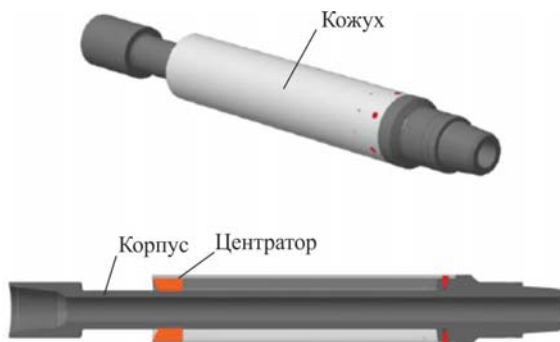


Рис. 39. ЗМШУ

Прихваты из-за осыпей и обвалов. Происходят в интервалах залегания неустойчивых пород, склонных к набуханию, а также трещиноватых, тектонически нарушенных.

Причины:

- несоответствие типа БР и его параметров разбуриваемым породам;
- недостаточное противодействие на стенки скважины;
- колебание гидродинамического давления при СПО;
- длительное нахождение ствола скважины в открытом состоянии.

Признаки:

- вынос из скважины шлама осколочного типа;
- рост плотности БР;
- посадки, затяжки;
- недохождение долота до забоя из-за наличия там шлама;
- возможны скачки давления;
- возможна потеря циркуляции.

Предупреждение прихватов из-за осыпей и обвалов:

- нормирование плотности бурового раствора, показателя фильтрации;
- скорость восходящего потока должна обеспечить турбулентный режим течения жидкости;
- осуществлять плавный вызов циркуляции БР;
- не допускать эффекта поршневания;
- подъем БК производить с доливом;

- бурение интервалов, склонных к осыпям и обвалам, по возможности производить с применением ингибирующих растворов;
- не допускать вспенивания БР.

Прихваты вследствие течения пластичных пород. Происходят в интервалах, сложенных породами с низким сопротивлением сдвигу под воздействием бокового горного давления (P_6) – соли, глины.

Причины:

- недостаточное гидростатическое давление на стенку скважины;
- несоответствие параметров БР породе;
- термодинамические процессы;
- высокая пластичность горных пород.

Признаки вскрытия пластичных пород:

- значительное увеличение механической скорости проходки;
- затяжки при отрыве долота от забоя;
- недохождение долота до забоя без проработки;
- рост давления промывки.

Предупреждение прихватов в пластичных породах:

- вскрытие солей с пропластками терригенных пород производить на соленасыщенном БР, который соответствует химическому составу разбуриваемых солей и температуре их местонахождения;
- бурение интервала с частотой вращения 60–90 об/с;
- периодически (не реже 15 мин) производить отрыв долота от забоя или через 1 м проходки;
- при углублении скважины ниже интервала залегания пластичных пород необходимо делать контрольные подъемы выше кровли пластичных пород для определения проходимости компоновки низа БК по стволу скважины;
- при интенсивном течении пластичных пород (затяжки, рост давления) необходимо увеличивать плотность БР (1300–1500 кг/м³), если позволяют горно-геологические условия.

Прихваты вследствие сальникообразования. При разбуривании мощных толщ глин, перемежающихся с другими породами,

в буровой раствор переходит большое количество частиц глины и шлама. В местах перехода от большого диаметра находящихся в скважине элементов бурильной колонны к меньшему меняются скорости восходящего потока. Вследствие уменьшения скорости промывочной жидкости в местах перехода концентрируются частицы глины и шлама, которые слипаются с течением времени в комки и прилипают к трубам и стенкам скважины. Накопление комков на элементах бурильной колонны приводит к закупорке кольцевого пространства, в результате увеличивается давление на комки, они уплотняются и вызывают прихват бурильной колонны.

Образование сальников происходит также при сдирании глинистой корки со стенок скважины элементами бурильной колонны. Корка превращается в полутвердую массу, которая, двигаясь по стволу скважины, задерживается на участках изменения размеров кольцевого пространства ствола скважины, где через нее проходит долото и элементы бурильной колонны. Образовавшийся плотный сальник при восстановлении циркуляции начинает выталкиваться до препятствия (сужение ствола, увеличение диаметра бурильной колонны), где он останавливается, уплотняется перепадом давления и прихватывает бурильную колонну, иногда с потерей циркуляции.

Признаки образования сальников:

- появление затяжек при отрыве долота от забоя;
- падение механической скорости при неотработанном долоте;
- затяжки и посадки при СПО;
- рост вращающего момента при вращении БК;
- рост и скачки давления в нагнетательной линии при циркуляции бурового раствора.

Важный момент – движение БК с сальником резко увеличивает эффект поршневания и может вызвать гидроразрыв, поглощения, обвалы, НГВП.

Меры предупреждения прихватов БК и ОК, вызванных сальникообразованием:

- обеспечить соответствие параметров БР проектным значениям (плотность, вязкость, липкость, тиксотропия);
- по возможности применять равнопроходную БК;
- новым долотом проработать призабойную зону 15–20 мин с нагрузкой до 5 т, с отрывом долота от забоя через 10 мин в течение 30–40 мин, а затем нагрузку на долото увеличивают до проектной;
- при посадке БК спуск остановить, ствол проработать и промыть с интенсивной очисткой БР, обработкой его вводом смазывающих добавок;
- установить периодичность отрыва долота от забоя с расхождением инструмента на длину ведущей трубы и проворотом инструмента вправо (если позволяет технология бурения);
- перед подъемом БК промыть скважину не менее одного цикла.

Прихваты вследствие оседания твердой фазы промывочной жидкости. Оседание твердой фазы бурового раствора происходит при нарушении его структурно-механических свойств.

Факторы, вызывающие оседание твердой фазы:

- малые значения статического и динамического напряжения сдвига БР;
- большое количество твердой фазы в растворе из-за плохой очистки раствора;
- неправильный подбор утяжелителей и химических реагентов для обработки БР;
- недостаточное время промывки скважины после очередного долбления (особенно при бурении на растворах, не имеющих структуры);
- аварийное прекращение циркуляции.

Признаки:

- наличие шлама в желобной системе (там, где она есть);
- затяжки, посадки, недохождения долота без промывки до забоя;
- резкий рост давления при вызове циркуляции, когда долото находится на забое;

- потеря циркуляции;
- потеря подвижности буровой колонны.

Прихват осевшим шламом (рис. 40) может привести к развитию других видов прихватов. При отсутствии циркуляции БР может наложиться прихват из-за перепада давления.

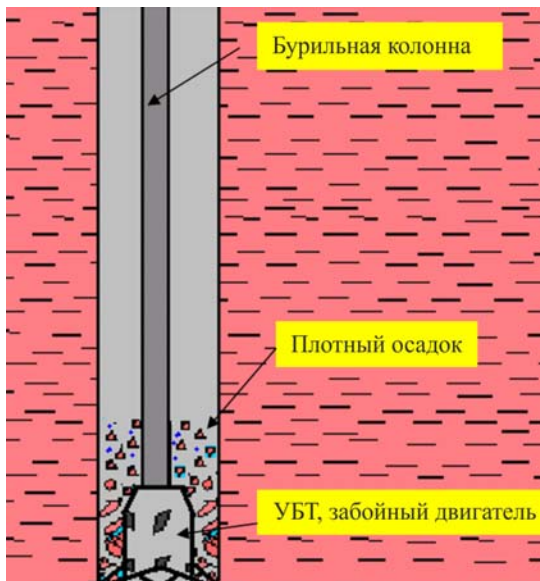


Рис. 40. Прихваты вследствие оседания твердой фазы промывочной жидкости

Меры предупреждения прихватов из-за оседания шлама:

- бурение на буровых растворах, способных в состоянии покоя образовывать структуру, удерживающую частицы выбуренной породы;
- обеспечение полной очистки БР с применением трех-, четырехступенчатых систем очистки;
- промывка скважины после окончания очередного долбления в течение одного-двух циклов;
- обеспечение герметичности резьбовых соединений буровой колонны;
- разбуривание цементных мостов на растворе, обработанном химическими реагентами, предотвращающими коагуляцию.

3.4.21. Методы ликвидации прихватов

Выбор метода ликвидации прихвата зависит от наличия объективной информации о причине произошедшего прихвата и от накопленного опыта. В практическом бурении применяются следующие способы ликвидации прихватов:

- расхаживание прихваченной колонны в сочетании с отбивкой ротором и гидровибрированием;
- установка жидкостных ванн;
- встряхивание прихваченного участка взрывом торпед;
- использование ударных механизмов;
- использование гидроимпульсного способа;
- обурирование прихваченного участка колонны;
- развинчивание бурильной колонны и подъем ее по частям;
- использование испытателей пластов.

Успех ликвидации прихвата прежде всего зависит от точного установления места прихвата.

Одним из простых способов определения верхней границы прихвата является расчет длины неприхваченной части колонны по упругому удлинению ее под действием растягивающей нагрузки, превышающей собственный вес труб.

Для одноразмерной по наружному диаметру и толщине стенки колонны длина ее свободной неприхваченной части определяется в соответствии с законом Гука [5]:

$$L = \frac{1,05EF\Delta l}{\Delta P},$$

где 1,05 – коэффициент, учитывающий увеличение жесткости колонны за счет замковых соединений;

E – соответственно модуль упругости ($2,1 \cdot 10^5$ МПа для стали и $0,7 \cdot 10^5$ МПа для сплава Д16Т);

F – площадь поперечного сечения труб, м²;

Δl – удлинение колонны, м;

ΔP – растягивающее усилие, Н.

Удлинение колонны Δl и растягивающее усилие ΔP ($\Delta P = P_2 - P_1$) определяют в следующей последовательности. Бурильщик делает натяжение колонны P_1 , которое на пять делений превышает показание ГИВ, соответствующее собственному весу труб до прихвата, а на ведущей трубе делается отметка в плоскости стола ротора. Для исключения погрешностей, вызванных трением в блоках талевой системы, производится повторное натяжение с усилием, которое на пять делений превышает первоначальное, с быстрым снятием натяжения до первоначального и фиксацией второй отметки на ведущей трубе. Расстояние между двумя отметками делится пополам, а средняя черта принимается за первую отметку, соответствующую усилию P_1 . Вторая отметка фиксируется аналогичным образом при натяжении инструмента усилием P_2 , которое на 10–20 делений по ГИВ больше усилия P_1 . Искомое удлинение Δl равно расстоянию между отметками. Величины растягивающих нагрузок P_1 и P_2 пересчитываются в соответствии с паспортными данными индикатора веса.

Для многоразмерной комбинированной колонны верхняя граница прихвата рассчитывается из исходной формулы, в которой получена величина суммарного удлинения всех секций колонны выше зоны прихвата Δl в зависимости от приложенной нагрузки ΔP [11]:

$$\Delta l = \sum_{i=1}^n \frac{\Delta P l_i}{1,05 E_i S_i} = \sum_{i=1}^n \frac{\Delta P l_i \rho_i}{1,05 E_i q_i} = \sum_{i=1}^n \frac{l_i}{K_i},$$

где l_i , E_i , S_i , q_i , ρ_i , n_i – соответственно длина, модуль упругости, площадь поперечного сечения, масса единицы длины, плотность металла каждой одноразмерной секции, число секций колонны.

Расчетное значение удлинения сравнивается с фактическим удлинением $\Delta l_{\text{ф}}$, получаемым в вышеописанной последовательности. При равенстве расчетного и фактического удлинений длина свободной части колонны определяется по формуле

$$L = \sum_{i=1}^n l_i.$$

Рассмотренный способ применяется в качестве приблизительно-го, особенно при проходке наклонных и горизонтальных скважин, в которых силы сопротивления при движении колонн велики, поэтому большие погрешности в расчетах неизбежны. Более точно границы прихватов определяются с помощью специальных приборов.

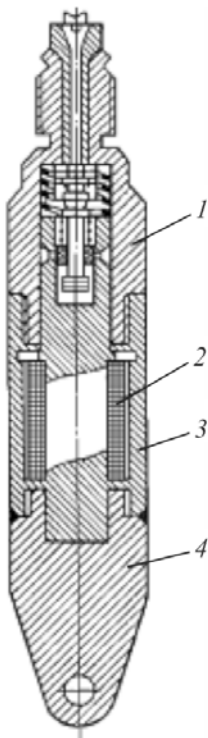


Рис. 41. Прихватопредельщик

Определение интервалов прихвата с помощью специальной аппаратуры. В практике буровых работ нашли применение прихватопредельщики (ПО), индикаторы места прихвата (ИМП), акустические цементомеры (АКЦ), спускаемые на каротажном кабеле. Наибольшее распространение получили прихватопредельщики (ПО). Конструктивное устройство ПО показано на рис. 41.

Прибор состоит из электромагнита 2, заключенного в корпус 3 из немагнитного материала. Корпус изолирован сверху головкой 1, а снизу дном 4.

Принцип действия ПО основан на свойстве ферромагнитных материалов (стальных труб) намагничиваться на продолжительное время и размагничиваться при деформации этих участков труб. Последовательность работ с ПО включает три этапа.

Вначале ПО спускают в предполагаемый интервал прихвата и производят замер естественной намагниченности труб и элементов колонны. Затем путем подачи тока через электромагнит наносят на трубы контрольные магнитные метки с шагом в 10 м. При этом намагничивается участок трубы длиной 0,15–0,20 м.

Вторым замером фиксируется кривая намагниченности вдоль всего участка, на котором ставились магнитные метки. Их необходимо отличать от аномалий замковых соединений. Амплитуда пи-

ков магнитных меток в 4–5 раз больше фоновой кривой намагниченности и в 2–3 раза больше аномалий замковых соединений.

Перед проведением третьего замера колонну расхаживают с натяжением до собственного веса или пытаются ее повернуть ротором на допустимое расчетом число оборотов. Стальные трубы выше зоны прихвата, подвергшиеся деформации, теряют магнитные метки. В зоне прихвата, где трубы не испытывали деформации, метки сохраняются, поэтому граница исчезновения магнитных меток позволяет зафиксировать верхнюю границу прихвата.

ПО применяют также в обсадных и насосно-компрессорных трубах (НКТ). Использование ПО в трубах из алюминиевых сплавов Д16Т невозможно. В случае прихвата УБТ применение ПО не дает эффекта.

Индикаторы места прихвата (ИМП) позволяют более точно и в один прием определить верхнюю границу прихвата. Принцип действия ИМП основан на регистрации деформаций колонны труб датчиком ИМП, притягиваемым к внутренней поверхности труб многополюсным электромагнитом.

Замеры деформаций производятся параллельно с расхаживанием или проворотом колонны. Обычно бывает достаточно пяти-шести замеров для определения границы, на которой деформации труб не происходит [11].

Некоторое распространение в практике работ по установлению интервала прихвата нашли акустические цементомеры. Они позволяют определять не только верхнюю, но и нижнюю границу прихвата. При этом регистрируют относительную амплитуду продольной волны (A_k), а также время прохождения продольной волны по породе (T_n). По данным работы [2], интервал прихвата соответствует максимальным значениям A_k и минимальному времени T_n .

Расхаживание прихваченной колонны. Расхаживание – периодическое приложение определенной нагрузки к бурильной колонне и снятие ее. Бурильщик имеет право проводить расхаживание с натяжкой, которая не должна превышать на 10–15 т вес бу-

рильной колонны до прихвата. Лицо, ответственное за ликвидацию аварии (аварийный мастер, инженер-технолог), имеет право расхаживать бурильную колонну с расчетной нагрузкой. Эта нагрузка определяется прочностными характеристиками труб.

Расчетная нагрузка при расхаживании прихваченной бурильной колонны определяется по формуле

$$Q_{\text{доп}} = \frac{\sigma_t F}{K},$$

где σ_t – предел текучести материала труб, в кг/см², МПа;

F – площадь поперечного сечения тела гладкой части бурильной трубы, м²;

K – запас прочности, который при расчетах, связанных с освобождением прихваченной бурильной колонны, принимается в пределах 1,2–1,3.

Допустимые нагрузки на новые бурильные трубы приведены в табл. 24.

Таблица 24

Допустимые нагрузки на новые бурильные трубы

Размер бурильных труб, мм	Толщина стенки, мм	Допустимая нагрузка при растяжении Q		
		Сталь Д	Сталь К	Сталь Е
168	8	155	200	220
	9	170	225	250
	11	205	270	300
146	8	130	175	190
	9	145	195	210
	10	160	215	235
141	8	125	165	190
	9	140	185	205
	11	170	225	250
114	8	100	135	145
	10	125	165	170
89	9	85	110	125
	11	100	135	145

Расхаживание не считается самостоятельным способом освобождения прихваченной колонны и применяется в сочетании с «отбивкой ротором», гидровибрированием и встряхиванием бурильной колонны взрывом шнуровых торпед.

Отбивка ротором – поворот бурильной колонны вправо при определенной нагрузке на нее на расчетное (допустимое) число оборотов. Затем колонна под действием образованной «пружины» вращается влево.

При определении допустимой степени закручивания свободной части прихваченной одномерной (по толщине и диаметру труб) колонны труб можно пользоваться следующими формулами [3]:

$$\varphi = \sqrt{\frac{[\sigma_T^2 - L_{\text{нп}}^2 (\rho_m - \rho_{\text{бр}})^2 K^2] L_{\text{нп}}}{2,1 \pi K G d_n}},$$

где φ – угол закручивания;

σ_T – предел текучести металла труб при растяжении, кг/см^2 ;

$L_{\text{нп}}$ – длина неприхваченной части колонны, см;

$\rho_{\text{бр}}, \rho_m$ – соответственно плотность бурового раствора и металла труб, кг/см^3 ;

K – коэффициент запаса прочности;

G – модуль упругости II рода, кг/см^2 ;

d_n – наружный диаметр бурильных труб, см.

Для стали $\rho_m = 7,85 \cdot 10^{-3} \text{ кг/см}^3$, $G = 8 \cdot 10^5 \text{ кг/см}^2$, $K = 1,5$.

Для сплава Д16Т $\rho_m = 2,8 \cdot 10^{-3} \text{ кг/см}^3$, $G = 2,7 \cdot 10^5 \text{ кг/см}^2$, $K = 1,8$.

$$n_p = 0,204 \cdot 10^{-5} \frac{L_{\text{нп}}}{d_n} \sqrt{\left(\frac{\sigma_T}{K}\right)^2 - \sigma_p^2},$$

где n_p – число оборотов;

$L_{\text{нп}}$ – длина неприхваченной части колонны, м;

d_n – наружный диаметр бурильных труб, м;

σ_T – предел текучести материала труб, кг/см^2 ;

σ_p – напряжение растяжения, кгс/см^2 ;

$$\sigma_p = \frac{Q_p}{F},$$

где Q_p – растягивающая нагрузка, равная весу неприхваченной части бурильной колонны.

Ориентировочное число оборотов приведено в табл. 25.

Таблица 25

Ориентировочное число оборотов

Размер бурильных труб, мм	Допустимое число оборотов на каждые 1000 м свободной части колонны			
	Сталь Д		Сталь Е	
	При коэффициенте запаса прочности 1,5	До предела текучести	При коэффициенте запаса прочности 1,5	До предела текучести
168	2,9	4,3	4,2	6,3
146	3,4	5,1	5,0	7,5
141	3,5	5,2	5,1	7,6
114	4,3	6,4	6,2	9,1
89	5,5	8,2	7,9	11,3

Гидровибрирование колонны труб. Гидровибрирование не является самостоятельным способом ликвидации прихвата. Оно применяется в сочетании с расхаживанием и отбивкой ротором. Гидровибрирование достигается отключением компенсаторов буровых насосов и оставлением в работе одного нагнетательного и одного всасывающего клапана. При этом создается неравномерность подачи промывочной жидкости в бурильные трубы, которая вызывает их вибрирование. Вибрирование труб вызывает выделение воды в зоне контакта трубы и фильтрационной корки, при этом происходит снижение коэффициента трения и нарушение контакта труб со стенками скважины.

Взрывной способ ликвидации прихвата. Взрывным способом можно осуществить три цели:

- встряхивание бурильной колонны с целью ее освобождения;
- отвинчивание бурильной колонны в намеченном месте;
- обрыв труб с целью освобождения неприхваченной части колонны.

При использовании способа встряхивания производится взрыв торпеды из детонирующего шнура (ТДШ) в зоне прихвата, кото-

рый создает ударную волну, отрывающую трубу от стенки скважины или сальника. При этом происходит ослабление сил сцепления с затрубной средой. При прижатии буровой колонны к стенке скважины перепадом давления встряхивание может привести к кратковременному выравниванию давления вокруг труб и снятию прижатия. Встряхивание целесообразно применять, когда прошло незначительное время от начала возникновения прихвата и когда предполагаемый интервал прихвата может быть перекрыт общей длиной торпеды. Длина ТДШ должна на 5–10 м превышать длину прихваченного участка, а масса заряда не превышать 5 кг.

Порядок работ при встряхивании (взрывы торпеды):

1. Выясняется причина прихвата.
2. Определяется интервал прихвата или его верхняя граница.
3. Проверяется проходимость буровой колонны спуском шаблона.
4. Собирается торпеда установленной длины, спускается в буровую колонну и устанавливается против интервала прихвата.
5. Производится натяжение буровой колонны с максимально допустимым натяжением и крутящим моментом.
6. Производится взрыв.
7. Кабель извлекается из скважины.
8. Вызывается циркуляция, и колонна труб поднимается.

Порядок работ при отстреле (обрыве) буровой колонны с целью зарезки второго ствола скважины аналогичен изложенному. Масса заряда торпеды должна быть выбрана с учетом разрушения буровой колонны.

Гидроимпульсный способ ликвидации прихватов. Гидроимпульсный способ (ГИС) рекомендуется для ликвидации прихватов, вызванных действием перепада давления, заклиниванием колонн в желобных выработках. Применяется при наличии циркуляции. Необходимым условием при этом является нахождение нижней части колонны буровых труб на некотором расстоянии от забоя скважины, исходя из предположения, что ликвидация прихвата труб будет осуществляться методом сбивания колонны труб вниз.

Способ основан на реализации эффекта разгрузки колонны труб резким снятием предварительно созданных напряжений растяжения в материале труб и давления жидкости, заполняющей полость труб.

Для создания указанных напряжений воздействуют на перекрытый верхний конец бурильных труб давлением жидкости, возникающим в полости труб после замещения находящегося в колонне глинистого раствора другой жидкостью, например водой.

Возникающий при этом перепад давления определяется из выражения

$$\Delta P = H(\rho_1 - \rho_2),$$

где H – глубина погружения уровня раздела жидкости в колонне;

(ρ_1, ρ_2) – значения плотности жидкостей в затрубном пространстве и в трубах.

Перепад давления, действуя на верхний закрытый конец бурильных труб, создает растягивающую нагрузку и, соответственно, растягивающие напряжения материала труб. При резком снятии возникающих напряжений в скважине произойдут следующие процессы:

- продвижение колонны в сторону забоя;
- снижение давления в трубах и затрубном пространстве и, как следствие, переток промывочной жидкости из затрубного пространства в трубы со значительной начальной скоростью, приводящей к эрозии фильтрационной корки и осадков;
- кратковременное снижение перепада давления в зоне прихвата вследствие понижения уровня жидкости в затрубном пространстве скважины.

С помощью ГИС прихват может быть ликвидирован за один импульс при условии, что работа будет выполняться не позже чем через 24 ч после возникновения аварии, длина неприхваченной части колонны труб составляет 1500 м и более, а прихваченной – менее 50 м. При этом избыточное давление в полости колонны труб составляет не менее 70 кгс/см^2 на 1000 м труб.

При отступлении от перечисленных условий для ликвидации прихвата требуется выполнять несколько импульсов. Если при этом десять

последовательно созданных импульсов не дали положительного результата, дальнейшие работы целесообразно проводить только после установки жидкостных ванн. При отсутствии положительного эффекта через 30 последовательных импульсов дальнейшие работы ГИС прекратить.

Ограничениями к применению ГИС являются:

- недостаточная плотность промывочной жидкости в скважине (менее 1350 кг/м^3);
- негерметичность колонны труб;
- осложненность ствола скважины (осыпи, обвалы, зашламленность и т.д.).

При осуществлении ГИС необходимо руководствоваться специальной инструкцией.

Технология проведения ГИС. На рис. 42 приведена схема технологии проведения ГИС.

Верхний конец бурильной колонны оборудуется нагнетательной головкой с кранами высокого давления на отводных патрубках, задвижкой высокого давления и диафрагмами.

Колонна разгружается полностью, если вес ее до места прихвата менее 100 т, или частично, если вес более 100 т. В бурильную колонну закачивается вода или жидкость, плотность которой значительно меньше плотности бурового раствора, находящегося в скважине, в объеме, необходимом для получения расчетного перепада давления ΔP и последующего разрыва диафрагмы. Перепад давления должен быть в пределах 10–15 МПа.

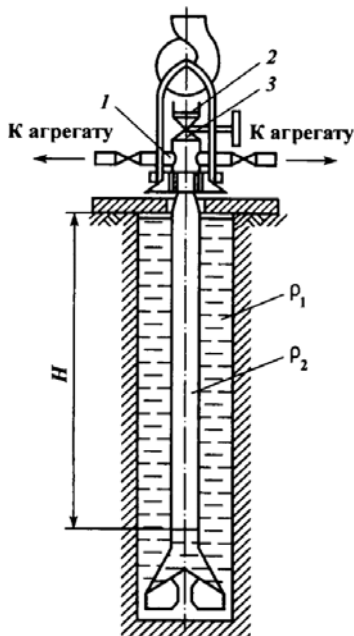


Рис. 42. Технология проведения ГИС: 1 – ввод от агрегата; 2 – вторая диафрагма; 3 – диафрагма

Столб воды в колонне должен быть не более двух третей ее длины. При проведении одноступенчатого импульса воду закачивать до разрыва диафрагмы.

При разрыве диафрагмы давление в колонне резко падает, происходит перемещение труб из-за снижения растягивающих напряжений, а также переток бурового раствора из затрубного пространства в трубы с большой начальной скоростью и кратковременное снижение давления вследствие снижения уровня в затрубном пространстве.

Для получения серии импульсов через короткий промежуток времени применяется секционный диафрагменный наголовник.

3.4.22. Отвинчивание бурильной колонны в намеченном месте

Целью отвинчивания бурильной колонны может быть включение в ее состав ударного устройства или установка опорного моста с целью реззки второго ствола.

Порядок работ при отвинчивании.

1. Установить верхнюю границу интервала прихвата.
2. Для более вероятного отвинчивания в рабочем резьбовом соединении бурильной колонны наметить место отворота выше места верхней границы прихвата на длину свечи.
3. Место отворота должно быть в устойчивой части ствола скважины в интервале отсутствия каверн.
4. Определить допустимое число оборотов.
5. Докрепить резьбовые соединения свободной части бурильной колонны вращением ее вправо на допустимое число оборотов.
6. Разгрузить резьбовое соединение, намеченное для отворота.
7. Для этого надо приложить к бурильной колонне растягивающее усилие. Величина усилия равна весу свободной части колонны до места отворота:

$$P_y = h_{\text{нп}} \cdot g_c,$$

где g_c – приведенная масса 1 м бурильной колонны, кг;

$h_{\text{нп}}$ – длина бурильной колонны до места предполагаемого отворота, м.

8. Посадить натянутую колонну на клинья.

9. Приложить к колонне обратный вращающий момент (в пределах допустимого числа оборотов) и застопорить колонну.

10. Спустить торпеду ТДШ, установить ее в интервале отворота и взорвать.

11. Поднять из бурильных труб кабель и груз.

12. Расстопорить ротор и приступить к развинчиванию труб.

13. Вызвать циркуляцию бурового раствора.

14. Приступить к подъему бурильной колонны.

3.4.23. Установка жидкостных ванн

Это один из основных наиболее распространенных способов ликвидации прихватов. Он эффективен для освобождения труб в проницаемых породах, когда колонна прижата к стенке скважины перепадом дифференциального давления или прилипла к глинистой корке. По данным источника [12], 65 % прихватов этой категории ликвидируется путем установки жидкостных ванн. Способ не рекомендуется для освобождения колонн, заклиненных посторонними предметами, обвалившейся горной породой, в желобах, в суженной части ствола, а также бурильных труб в нарушенной обсадной колонне. Основным условием применения жидкостной ванны является сохранение циркуляции бурового раствора при прихвате. В зависимости от литологического состава пород в зоне прихвата применяют нефть, дизельное топливо, воду, кислоты, щелочи, а также комбинированные по составу ванны. Перед установкой жидкостной ванны определяют суммарное гидростатическое давление столбов бурового раствора и агента ванны.

Оно должно превышать пластовое давление самого высоконапорного горизонта в открытом стволе скважины на 5–10 %. Если это условие не соблюдается, то буровой раствор следует утяжелить. При выборе агента жидкостной ванны следует использовать рекомендации работы [11].

Ликвидация прихвата с помощью установки нефтяных ванн.

Нефть является наиболее активным агентом жидкостной ванны. Рекомендуется устанавливать ее в первые моменты возникно-

вения прихвата для предотвращения интенсивного роста сил, прижимающих бурильную колонну к стенке скважины, но не позже 3–5 ч после начала аварии.

Перед установкой нефтяной ванны необходимо выполнить следующие мероприятия:

- определить верхнюю границу прихвата по упругому удлинению колонны или с применением специальных приборов;
- проверить надежность работы противовибросового оборудования, насосов и других элементов циркуляционной системы, состояние буровой вышки и талевой системы, готовность средств пожаротушения, наличие необходимого количества и качества бурового раствора в запасных емкостях. Провести очистку площадки вокруг буровой для предотвращения загораний;
- установить в бурильной колонне обратный клапан-кран для предупреждения нефтегадогазопрооявлений.

Объем нефти для ванны определяется из расчета перекрытия интервала прихвата в затрубном пространстве и подъема выше верхней границы прихвата не менее чем на 50–100 м. Кроме того, определенный объем нефти (3–5 м³) резервируется в бурильных трубах, исходя из технологических особенностей процесса освобождения инструмента нефтяной ванной. Рекомендуется после 1 ч нахождения колонны под ванной проверять возможность ликвидации аварии расхаживанием, после чего порцию нефти объемом 0,5–0,7 м³ необходимо продавить в зону прихвата.

Суммарный объем нефти для ванны Q определяется по формуле

$$Q = 0,785(KD_d^2 - d_n^2)(H + h) + 0,785d_{вн}^2 h_1,$$

где K – коэффициент кавернозности ствола в зоне прихвата;

D_d – диаметр долота, м;

$d_n, d_{вн}$ – наружный и внутренний диаметры бурильных труб, м;

H – интервал прихвата от забоя, м;

h – расчетная высота подъема нефти выше зоны прихвата, м.

Назначается для нивелирования возможной ошибки определения верхней границы прихвата, принимается равной 50–100 м;

h_1 – высота столба резервного объема нефти в бурильных трубах, м.

Объем продавочной жидкости определяется по формуле

$$V_{\text{пр}} = SH_a,$$

где S – площадь проходного канала бурильных труб, м^2 ;

H_a – высота столба продавочной жидкости в трубах, которая определяется из условия обеспечения равенства значений давления в бурильных трубах и кольцевом пространстве после установки ванны, м.

Гидростатическое давление в стволе скважины после установки ванны должно превышать пластовое в целях недопущения нефтегазоводопроявлений.

Буровой раствор в стволе скважины должен иметь по возможности минимальные величины вязкости, СНС и плотности.

Для предупреждения всплывания нефти и ухода ее из зоны прихвата рекомендуется перед порциями нефти и продавочной жидкости закачать порцию буферной жидкости с расчетом заполнения ею 150–200 м заколонного и внутритрубного пространств. Для приготовления буферной жидкости на основе применяемого бурового раствора требуется обработать его реагентами – структурообразователями типа КМЦ, крахмалом и другими – с дозировкой их не более 2–3 %.

Приготовленная буферная жидкость должна иметь следующие параметры:

- плотность, близкую к плотности бурового раствора;
- вязкость максимально возможную;
- СНС_{10} не менее 27 МПа;
- водоотдачу примерно равную водоотдаче бурового раствора.

Обязательным при приготовлении буферной жидкости является ее проверка на коагуляцию при контакте с буровым раствором.

Для установки ванн при возможности выбора рекомендуется применять безводную высокоподвижную малопарафинистую нефть с малой плотностью. Для повышения эффективности ванны в нефть добавляются поверхностно-активные вещества, например сульфатнол, дисольван, НЧК, ОП-10 и другие, в количестве до 1–3 % от объема нефти [13].

Закачка компонентов ванны производится насосами в следующей последовательности: буферная жидкость – нефть – буферная жидкость – продавочная жидкость при максимальной подаче. Скорость восходящего потока бурового раствора, буферной жидкости и нефти в кольцевом пространстве должна быть равна скорости потока бурового раствора при бурении этого интервала.

После установки ванны в зависимости от разновидности прихвата колонна или разгружается на определенную часть ее веса, или оставляется под натяжением на талевой системе.

Для предотвращения распространения зоны прихвата рекомендуется расхаживать инструмент во время действия ванны не реже 2 раз за 1 ч.

Расхаживание колонны для ее освобождения следует проводить через 4–6 ч после установки ванны, причем, это время может быть изменено с учетом опыта ликвидации прихватов в данном районе. После каждого расхаживания часть нефти из бурильной колонны (0,5–0,7 м³) прокачивается в зону прихвата.

Продолжительность действия ванны должна быть не менее 15 ч. Если при этом колонна не освобождена, то необходимо восстановить циркуляцию, промыть скважину и установить вторую нефтяную ванну. Установка более чем двух жидкостных ванн нецелесообразна. В случае неудачи с установкой второй ванны иногда приступают к сплошной промывке скважины нефтью.

При освобождении колонны производят промывку с вымывом нефти на устье и сбором ее для повторных установок ванн. Колонна труб поднимается из скважины. Проводится тщательный контроль состояния труб, включая дефектоскопию. Ствол скважины в осложненных интервалах прорабатывается.

Водяная ванна. Применяется в том случае, если геологический разрез представлен устойчивыми породами, не склонными к осыпям и обвалам. Установка водяных ванн наиболее эффективна в скважинах, для промывки которых используется глинистый раствор на основе выбуренных пород, а также при заклинке колонны в интервалах залегания натриевых и магниевых солей. Специалисты

считают, что эффект от водяной ванны обуславливается осмотическим массопереносом через фильтрационную корку.

Преимущества водяной ванны в сравнении с нефтяной следующие:

- установка ванны может проводиться буровыми насосами;
- возможность немедленной установки ванны в случае отсутствия нефти на буровой, что важно для буровых, удаленных от баз;
- вода тяжелее нефти, поэтому меры по предотвращению флюидопроявлений выполняются легче;
- вода как агент активна, легко проникает в тонкие каналы фильтрационных корок и менее интенсивно по сравнению с нефтью всплывает в стволе скважины, заполненной глинистым раствором;
- безопасность в пожарном отношении.

Эффективность водяных ванн увеличивается при добавках 1–2 % ПАВ и некоторых химических реагентов: ОП-10, полиэтиленгликоль, глицерин, КМЦ, хромпик, соляная кислота.

Кислотная ванна. Применяется при ликвидации прихватов труб в карбонатных породах, глинистых известняках и доломитах, а также в глинистых породах. Действие ванны основывается на способности кислоты растворять перечисленные породы. Для кислотных ванн применяется техническая соляная кислота 8–14%-ной концентрации, смеси соляной кислоты и воды или нефти, сульфаминовая кислота. Для растворения глинистых корок используется смесь 16–20%-ной соляной и 40%-ной плавиковой кислот. Соотношение компонентов смесей подбирается путем лабораторных экспериментов из условия наиболее активного воздействия смеси кислот на образцы пород и фильтрационных корок. При проведении опытов необходимо знать, что скорость воздействия соляной, плавиковой кислот и их смесей на карбонатные породы в большей степени зависит от температуры и давления. При увеличении температуры на 20°–25° скорость реакции возрастает в 3 раза, а при увеличении давления уменьшается.

Не допускается установка ванн с соляной и смесью соляной и плавиковой кислот при наличии в компоновке бурильной колонны труб из алюминиевого сплава Д16Т. Для уменьшения коррозионного воздействия кислот на стальные трубы и оборудование в них необходимо вводить ингибиторы (формалин, уникилы, масла, ПАВ).

Для обеспечения благоприятных условий действия кислотных ванн применяется вода в качестве буферной жидкости. Объем воды определяется из расчета заполнения 50 м затрубного и внутритрубного пространств.

Последовательность операций при установке ванны начинается с закачки первой порции воды, затем закачивается кислота, причем в затрубное пространство первоначально продавливается 25–35 % расчетного объема с оставлением 66–75 % объема кислоты в колонне [2]. За кислотой следует закачка второй порции воды и расчетное количество продавочной жидкости.

Колонна должна находиться под ванной в течение 3–6 ч. Через 1 ч инструмент расхаживают и продавливают в зону прихвата 1–4 м³ кислоты.

Необходимо обращать большое внимание на соблюдение правил охраны труда, так как работы с кислотами могут быть опасными для здоровья членов буровой бригады.

3.4.24. Ликвидация прихватов бурильной колонны обуриванием

Этот способ надежен и применяется, если другие способы и методы ликвидации прихвата не дали результата. Одним из условий его реализации является наличие достаточного зазора между бурильными трубами и стенкой скважины. Целью обуривания является освобождение кольцевого пространства между бурильной колонной и стенкой скважины от шлама, цемента, металла, глинистой корки. Затем обуренная часть бурильных труб отворачивается и поднимается.

Компоновка низа обурочной колонны состоит из обурочных труб с обычным или безопасным переводником для соединения с бурильной колонной и башмачным фрезером внизу.

Вооружение фрезера выбирается в зависимости от того, какой материал предстоит разбуривать. Обурочные трубы – это толстостенные обсадные трубы со специальными резьбами, имеющими повышенную сопротивляемость растяжению и скручиванию. Длина обурочной трубы должна быть на 2–3 м больше длины предполагаемого участка обурирования (фрезерования). Для увеличения кольцевого зазора между стенкой скважины и обуриваемой колонной обурочные трубы изготавливают безмуфтовыми с гладкими концами. Величина кольцевого зазора влияет на продолжительность обурирования и величину интервала.

Обурирование осуществляется роторным способом с частотой вращения до 60 об/мин при нагрузке 2–5 тс и скорости восходящего потока не менее 1,2 м/с. Режимы обурирования могут зависеть от конкретных условий.

Процесс обурирования намного сложнее, чем бурение участка ствола до прихвата, его применяют в наиболее прихватоопасных условиях: небольшие кольцевые зазоры, значительные потери давления на преодолении сопротивлений в скважине, поэтому работы в скважине надо вести при повышенном техническом надзоре.

Запрещается оставлять обурочную трубу на длительное время без движения, даже при подготовительных работах к наращиванию бурильных труб рекомендуется проворачивать обурочную трубу.

После обурирования прихваченных труб на две-три трубы производят соединение их с замковым элементом или ловильным инструментом, расхаживают и пытаются их поднять. Если это не дает результата, то срезают обуренные трубы или развинчивают их над верхней границей прихвата, используя для ослабления резьбового соединения торпеду.

После извлечения части обуренных труб работу по обурированию прихваченных труб повторяют, пытаются освободить их расхаживанием и, если это не дает результатов, снова срезают или

развинчивают. Указанные работы повторяют до тех пор, пока прихваченные трубы не будут извлечены.

Турбобуры и УБТ обуриваются в тех случаях, когда диаметры скважины и фрезеруемых труб отличаются между собой на 95–100 м.

3.5. Причины осложнений и их виды при бурении скважин в солях

Одним из основных требований к скважинам любого назначения является требование обеспечить надежное, максимальное по времени действия разобшение объектов эксплуатации, проницаемых горизонтов, водоносных горизонтов. В разрезах, сложенных терригенно-карбонатными породами, эта задача решена достаточно успешно.

При наличии в разрезе водорастворимых солей, механические и физические свойства которых значительно отличаются от аналогичных свойств терригенно-карбонатных пород, задача разобшения усложняется по причине осложнений на различных этапах строительства и ремонта скважины.

Виды осложнений. *Увеличение номинального диаметра ствола скважины и кавернообразование.* При проводке скважины через интервалы, представленные солями разного минерального состава, не исключена вероятность образования каверн даже при применении в качестве бурового раствора насыщенных солевых растворов. Причиной кавернообразования является растворимость солей в пресной воде, а также в водно-солевых системах, недостаточно насыщенных по наиболее растворимой соли разреза. Образование каверн в соленосных отложениях исключает проведение качественного цементирования обсадной колонны вследствие неполного вытеснения промывочной жидкости тампонажным раствором. Образующиеся при этом зоны могут стать причиной образования флюидопроводящих каналов по затрубному пространству обсадной колонны. Явления газо- и рапопроявлений также могут стать причиной образования каверн больших объемов и разрушения стенок скважины.

Объем каверн в соленосных отложениях по изложенным причинам может достигать десятков и даже сотен кубических метров.

В 60–70-е годы на Яйвинском и Чашкинском участках (месторождения в Пермском крае) было пробурено несколько разведочных скважин на нефть и газ. Интервал солей бурился на растворе, насыщенном по каменной соли (NaCl). При этом отмечены следующие осложнения:

- потери ствола скважины по причине самопроизвольной забурки второго ствола;
- прихваты бурильного инструмента шламом;
- расход тампонажного раствора превышал расчетный объем в 3–5 раз;
- акустический цементомер в интервале солей фиксировал неинформативность для оценки качества сцепления цементного камня с колонной и породой;
- сужение ствола скважины. Причиной данного осложнения является пластическое течение солей, которое приводит к потере устойчивости стенок скважины. Скорость деформации составляет 0,1–0,7 мм/ч. Статическая прочность большинства солей зависит от температуры и напряжений, действующих в соляном массиве. Так, пластические деформации в отложениях каменной соли отмечаются с глубины более 3000 м, а бишофита – с глубины 1500–1700 м при забойной температуре 35–40 °С. Пластическое течение солей приводит к прихватам бурильного инструмента, посадкам и затяжкам при СПО, смятию обсадных колонн и даже полному перекрытию ствола скважины;
- коррозионное разрушение обсадных колонн и цементного камня. Указанный вид осложнений происходит при контакте обсадных колонн и цементного камня с растворами солей. Скорость коррозии металла обсадной колонны может достигать 3 мм в год, что значительно уменьшает время надежного разобщения несовместимых по условиям горизонтов промежуточными обсадными колоннами;
- самопроизвольное искривление ствола скважины. В результате самопроизвольного искривления ствола скважины происходит

его удлинение, нарушается технологический процесс строительства скважины, возможно образование желобов при СПО.

В интервале солей имеются пропластки пород (глина, доломит, аргиллит). При растворении солей выше кровли и ниже подошвы указанных пород возможны обрушения и обвалы, приводящие к прихвату бурильных и обсадных колонн.

Требования к технико-технологическим средствам строительства скважин. Особенности физико-химических и механических свойств водорастворимых солей и связанные с ними возможные осложнения, а также большое значение для народного хозяйства месторождения калийных солей, на территории которого предполагается вести бурение скважин на нефть и газ, потребовали разработки технологии, полностью гарантирующей надежность защиты залежей калийно-магниевого солей.

Конструкция скважины. С учетом особенностей геологического разряда ВКМКС конструкция нефтяной скважины должна обеспечить:

- долговечность скважины как горно-технологического сооружения;
- надежное разобщение соляной толщи от водоносных комплексов на этапах строительства и эксплуатации скважины;
- возможность контроля во времени состояния крепи скважины, в том числе в соляной части разреза, в течение всего срока ее функционирования как горно-технологического сооружения;
- использование серийно выпускаемых: бурового оборудования, инструмента, материалов и химических реагентов.

Соответствовать перечисленным требованиям можно лишь при правильном выборе и последующем использовании для строительства скважины технологических средств, обеспечивающих высокое качество вскрытия и изоляции мощной пачки водорастворимых солей (каменная соль, сильвинит, карналлит) от доступа к ним флюидов недр при разработке территориально совмещенных в плане месторождений нефти и калийных солей.

Детальным анализом отечественного и зарубежного опыта бурения установлено, что высокое качество вскрытия соляной толщи (сохранность диаметра ствола скважины в солях, близких к номинальному) может быть обеспечено в том случае, если используемый в качестве промывочной жидкости буровой раствор будет отвечать следующим требованиям:

- исключать растворение солей, слагающих стенки скважины;
- иметь запас надежности, позволяющий сохранять способность не растворять солевые породы при попадании в него ограниченного количества (до 5 %) пресных или маломинерализованных вод;
- не уменьшать устойчивость породы в межсолевых пропластках во вскрываемом разрезе;
- иметь плотность, достаточную при создании противодавления на стенки скважины для предотвращения газодинамических явлений при вскрытии продуктивной карналлитово-сильвинитовой пачки (плотность раствора не менее 1250 кг/м^3);
- иметь низкие значения показателей реологических, структурно-механических и фильтрационных свойств в широком диапазоне температур;
- сохранять высокую подвижность и прокачиваемость при низких положительных и отрицательных температурах;
- не вызывать коррозии оборудования, инструмента и обсадных труб;
- образовывать на стенках скважины корку (пленку), обеспечивающую формирование прочного флюидонепроницаемого контакта цементного камня с солями и другими породами при цементировании обсадной колонны, перекрывающей соленосную часть разреза;
- не содержать в составе компонентов, снижающих информативность и достоверность выполняемых в скважине геофизических исследований;
- быть технологичным в приготовлении и регулировании свойств в необходимых пределах;
- быть нетоксичным и безопасным в работе.

В наибольшей степени указанным требованиям отвечают хлор-магниевофосфатный (ХМФБР) и полисолевой (ПСБР) буровые растворы.

ХМФБР – стабилизированная неорганическими полимерами водно-солевая система, основой которой является водный раствор хлорида магния $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$.

Существенным отличием ХМФБР от других растворов для бурения в отложениях солей является высокая стабильность низких значений показателя фильтратоотдачи при низких значениях реологических и структурно-механических свойств раствора.

При бурении в солях коэффициент кавернозности не превышает значений 1,02–1,04, а процент выноса керна близок к 100.

Компонентный состав ХМФБР на 1 м³:

- раствор бишофита ($\rho = 1300 \dots 1320 \text{ кг/м}^3$) – 900 л;
- порошок магнезитовый каустический ПМК-83 – 7–8 кг;
- кислота ортофосфорная термическая марки Б – 5 л;
- экстразионный крахмальный реагент (ЭКР) – 5 кг.

Параметры ХМФБР:

- плотность $\rho = 1300 \dots 1320 \text{ кг/м}^3$;
- плотность фильтрата – не менее 1290 кг/м^3 ;
- условная вязкость (УВ) – 22 с;
- фильтратоотдача Φ_{30} – не более $8 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$;
- толщина корки δ – пленка;
- температура (T) – не менее 5°C ;
- показатель водородных ионов (рН) – 5–6.

Имея высокие значения показателей, ХМФБР является относительно дорогим и сложным в приготовлении. Высокая плотность раствора снижает механическую скорость проходки.

Следующим этапом по совершенствованию технологии строительства и улучшению технико-экономических показателей стало создание полисолевого бурового раствора (ПСБР).

Как уже отмечалось выше, геологический разрез ВКМКС характеризуется наличием мощной соляной толщи, включающей отложения каменной соли и калийно-магниевых солей (сильвинит и карналлит). Основным требованием, предъявляемым к буровому

раствору в этом интервале, является предотвращение каверн растворения. Данному требованию с достаточной степенью надежности отвечает полисолевой буровой раствор.

ПСБР – сбалансированная трехкомпонентная водно-солевая система ($\text{KCl-NaCl-H}_2\text{O}$), насыщенная по солям с некоторым избытком в виде рекристаллизованной соли, находящейся в тонкодисперсном состоянии.

Насыщенность раствора по солям устанавливается по значению плотности фильтрата ρ_f не менее 1235 кг/м^3 при температуре $5\text{--}20^\circ\text{C}$.

Применение ПСБР позволяет:

- полностью исключить растворение сильвинита и каменной соли;
- резко снизить процесс растворения карналлитовой породы и замедлить процесс кавернообразования в интервале ее залегания;
- обеспечить запас надежности бурового раствора – оставаться насыщенным по KCl и NaCl при попадании в него пресных или минерализованных вод до 3 % к объему раствора.

Насыщенность ПСБР по KCl и NaCl предотвращает растворение галита и сильвинита. Замедление скорости растворения карналлитовой породы обусловлено значительным снижением активности воды в насыщенной водно-солевой системе $\text{KCl-NaCl-H}_2\text{O}$ и блокированием поверхности карналлитовой породы кристаллами KCl и NaCl .

Использование ПСБР позволяет достигать высокого качества крепления технических колонн за счет низких значений коэффициентов кавернозности.

Значения коэффициента кавернозности в интервале залегания продуктивной части калийно-магниевых солей (карналлит) находятся в пределах 1,1–1,2, а в целом по интервалу использования ПСБР – 1,03–1,07.

Компонентный состав ПСБР на 1 м^3 :

- хлористый калий – 175 кг;
- соль каменная техническая – 255 кг;
- экструзионный крахмальный реагент (ЭКР) – 20 кг;
- вода техническая – 800–810 кг.

Высокое качество крепления скважин в интервале вскрытой соляной толщи обеспечивается комплексным решением вопросов обоснования, выбора и использования конкретных составов тампонажных материалов в составе крепи за техническими колоннами. На основе детального анализа горно-геологических и горно-технических условий нахождения цементного камня тампонажного материала в разрезе ВКМКС, с учетом отечественного и зарубежного опыта крепления скважин в солях сформулированы требования, которым должен отвечать тампонажный материал (раствор-камень).

Требования к тампонажным растворам для крепления скважин в отложениях солей. Тампонажный раствор должен обладать следующими свойствами:

- иметь значения показателей реологических, структурно-механических и фильтрационных свойств, позволяющих в установленные сроки выполнить технологические операции по приготовлению, закачке и продавке его в заколонное пространство;
- не растворять солевые породы, слагающие стенки скважины при движении в кольцевом пространстве;
- иметь высокую седиментационную стабильность;
- тампонажный раствор должен схватываться и твердеть в водных растворах солей разреза (каменная соль, карналлит, сильвинит), а также в условиях низких положительных температур, характерных для верхней части геологического разреза. При твердении тампонажный раствор должен формировать прочный, низкопроницаемый, безусадочный (ограниченно расширяющийся) цементный камень, характеризующийся долговечностью и коррозионной устойчивостью в контакте с пресными и минерализованными водами, хлоридами магния, калия, натрия и водными растворами этих солей различной степени минерализации, сероводородсодержащими солями и пластовыми водами;
- иметь способность формировать высокопрочную адгезионную связь цементного камня с горной породой и металлом обсадных труб;

- раствор и цементный камень тампонажного материала не должны вызывать коррозию находящихся в скважине обсадных труб, перекрывающих солесодержащую и надсолевую части разреза.

Изложенные требования в условиях разреза, имеющего соли, вскрываемого нефтяными скважинами, выполняются при использовании тампонажных составов, раствор и цементный камень которых характеризуются следующими значениями показателей реологических, физико-механических и фильтрационных свойств:

- тампонажный раствор – плотность 1760–1880 кг/м³;
- начальная консистенция – 0,4–0,8 Па·с;
- условная вязкость – не более 50 с;
- фильтратоотдача – не более 60 кг/м³;
- время загустевания – не менее 90 мин (до консистенции, равной 3 Па·с);
- начало схватывания – не менее 2 ч;
- конец схватывания – не позднее 10 ч; цементный камень – через 2 сут твердения при $t = +20$ °С;
- увеличение объема – 0,3–1,0 %;
- предел прочности при изгибе – не менее 2,7 МПа;
- предел прочности на сдвиг относительно наружной огибающей поверхности – не менее 3 МПа, со стальной трубой – не менее 7 МПа;
- градиент прорыва воды по контакту с каменной солью – не менее 90 МПа/м; со стальной трубой – не менее 150 МПа/м;
- абсолютная газопроницаемость – не более 0,0004 мкм².

Для цементирования обсадных колонн, разобщающих соляную толщу от надсолевых и подсолевых водоносных комплексов, в скважинах, пробуренных за рассматриваемый период, разработаны различные тампонажные растворы.

Для цементирования кондукторов, перекрывающих надсолевой водоносный комплекс, применяются тампонажные растворы на основе портландцемента тампонажного (ПТЦ), расширяющиеся тампонажные материалы на основе портландцемента (РПЦТМ), расширяющиеся магнезиально-фосфатные тампонажные материалы (РМФТМ) или расширяющиеся известково-магнезиальные тампонажные материалы (РИМТМ).

Технические колонны, перекрывающие солесодержащую часть вскрываемого разреза, цементируются тампонажными составами на основе магнезиальных цементах: безусадочным магнезиально-фосфатным тампонажным раствором (МФТР), расширяющимся магнезиально-фосфатным тампонажным материалом (РМФТМ), а также расширяющимся магнезиальным тампонажным материалом (РИМТМ).

Конструкция нефтяных скважин при бурении в солях. На основе детального анализа горно-геологического строительства и последующей эксплуатации нефтяных скважин, с учетом перечисленных выше требований разработана и реализована следующая конструкция скважины:

- *направление* устанавливается на глубину 30–50 м с целью перекрытия верхних неустойчивых четвертичных отложений, цементируется до устья;

- *кондуктор* устанавливается с целью перекрытия и разобщения надсолевых отложений, включающих верхний (надсолевой) водоносный комплекс. Башмак кондуктора размещается в первом пласте каменной соли соляно-мергельной толщи, а в случае его отсутствия – на 5 м ниже кровли покровной каменной соли. Установкой и цементированием башмака кондуктора в безводной части разреза (в кровле водозащитной толщи – ВЗТ) при еще не вскрытой продуктивной соляной толще исключается сообщение последней с пресными и минерализованными водами надсолевого комплекса уже на стадии бурения скважины. Кондуктор цементируется до устья;

- *техническая колонна* устанавливается с целью долговременного разобщения в скважине безводной части разреза, включающей соляную толщу, верхнюю и нижнюю водозащитные толщи, от над- и подсолевого водоносных комплексов. Башмак технической колонны устанавливается либо на 100–150 м ниже подошвы подстилающей каменной соли в безводной части разреза, представленной глинисто-ангидритовой толщей (ГАТ), либо на 5 м ниже кровли филипповского горизонта, если в нижней части ГАТ встречен пласт каменной

соли. В целях длительного противостояния технической колонны механическому и коррозионному износу толщина стенки обсадных труб первоначально была принята равной 12 мм. На основании результатов специально выполненных исследований износа обсадных труб в ранее пробуренных скважинах с 1992 года толщина стенки технической колонны в разведочных и эксплуатационных скважинах устанавливается расчетом. Для опытных глубоких нефтяных скважин (ОГН) в интервале от глубины на 50 м выше кровли сильвинито-карналлитовой зоны до глубины на 120 м ниже подошвы сильвинитовой зоны толщина стенки обсадных труб технической колонны сохранена равной 12 мм. Техническая колонна цементируется до устья;

- *эксплуатационная колонна* спускается на всю длину скважины или до кровли продуктивного нефтяного горизонта, подлежащего эксплуатации открытым забоем, цементируется до устья.

3.6. Особенности строительства скважин в условиях сероводородной агрессии

В ряде нефтегазовых районов (Волго-Уральский регион, Тимано-Печорский регион) в продуктивных горизонтах в составе нефти и газа содержится сероводород (H_2S).

Флюиды, содержащие сероводород, зачастую находятся в горизонтах с аномально высокими значениями пластового давления (АВПД). Это в значительной степени осложняет процесс бурения. Большие глубины залегания продуктивных горизонтов, высокое давление, коррозионная агрессия инструмента предъявляют специальные требования к конструкциям скважины, технологии бурения, вопросам промышленной и экологической безопасности.

Сероводород – сильный яд, поражающий нервную систему. Попадая в легкие, сероводород растворяется в крови и соединяется с гемоглобином. При концентрации сероводорода 1 мг/л и более возможна мгновенная смерть от паралича дыхательного центра. При отравлении быстро возникающие судороги и потеря сознания приводят к смертельному исходу из-за остановки дыхания.

Явный запах сероводорода ощущается уже при концентрации 0,0014–0,0024 мг/л, значительный запах – при концентрации 0,004 мг/л, а при концентрации 0,007–0,010 мг/л запах трудно переносится. При более высокой концентрации сероводорода запах менее сильный, поэтому можно отравиться, не заметив опасного увеличения концентрации сероводорода. Предельно допустимая концентрация сероводорода в воздухе 0,01 мг/л, а в смеси с углеводородами – 0,003 мг/л.

Сероводород легко воспламеняется, а в смеси с воздухом взрывается. Температура его самовоспламенения 290 °С. Нижний и верхний пределы взрывоопасной концентрации сероводорода в воздухе составляют соответственно 4,0 и 45,5 % (по объему).

Сероводород тяжелее воздуха, относительная плотность его 1,17. Способность сероводорода образовывать скопления в нижней части рельефа местности приводит к его взрывоопасной концентрации. Вследствие этого при проявлениях сероводорода возможны взрывы и пожары, которые могут распространяться на огромной территории и стать причиной многочисленных жертв и больших убытков.

Исходя из этого к скважинам, которые могут вскрыть пласты с H_2S , предъявляются очень жесткие требования к выполнению норм по технике безопасности. Этим обуславливаются мероприятия по выбору и размещению оборудования, обучению и тренировке буровой бригады. В условиях сероводородной агрессии имеет место ряд специфических осложнений: сильное коррозионное воздействие сероводорода на стали и их сульфидное растрескивание, в результате чего разрушаются бурильные, обсадные и насосно-компрессорные трубы, устьевое, буровое и нефтепромысловое оборудование, цементный камень; происходит резкое ухудшение свойств буровых растворов – загустевание, рост показателя фильтрации, интенсивное образование высокопроницаемой фильтрационной корки и др. Особенно трудно бороться с этими осложнениями при бурении глубоких скважин (более 4000 м) на месторождениях нефти и газа с содержанием сероводорода до 25–30 %, углекислого газа до 25 % и

наличием зон АВПД. К таким месторождениям прежде всего следует отнести очень крупное Тенгизское нефтяное месторождение, расположенное в Прикаспийской впадине.

Согласно правилам техники безопасности в нефтегазодобывающей промышленности при вскрытии пластов, содержащих сероводород, должны быть организованы постоянные наблюдения за концентрацией сероводорода, выделяющегося из бурового раствора, для принятия мер по предупреждению отравления людей.

Наиболее простым способом контроля над содержанием сероводорода в воздухе или газе является определение его с помощью индикаторной бумаги. Индикаторную бумагу, выдержанную в исследуемой среде в течение 30 с, сопоставляют по цвету с эталонными образцами и определяют концентрацию сероводорода. При отсутствии эталонных образцов содержание сероводорода оценивают не количественно, а только качественно. Для количественного его определения используют колориметрический метод, основанный на принципе прямого отсчета концентрации сероводорода по длине индикаторной трубки газоанализатора после прокачивания через нее исследуемого воздуха. В нефтяной промышленности с этой целью используют газоанализаторы типов УГ-2 и ГХ-4.

В настоящее время разработана автоматизированная система сбора и обработки геологической, геофизической и технологической информации в процессе бурения (АССБ-1). Лабораторная станция предназначена для определения показателей физических свойств бурового шлама и раствора, а также содержания в них газа.

Часто встречающимся видом коррозионного растрескивания нефтепромыслового оборудования является сероводородное растрескивание, происходящее под действием сероводорода в присутствии воды. Механизм разрушения этого вида связан с проникновением в сталь водорода, образующегося при электрохимической сероводородной коррозии.

Зарубежная и отечественная практика бурения скважин в условиях сероводородной агрессии показала, что наиболее целесообразно использовать бурильные, обсадные и насосно-компрессорные трубы,

устьевое буровое и нефтепромысловое оборудование, изготовленные из специальных сталей, стойких к наличию в среде H_2S и CO_2 .

Для цементирования скважин в условиях сероводородной агрессии используют стойкие к H_2S тампонажные материалы или химически ингибированные тампонажные цементы. При этом в тампонажную смесь включают компоненты, способные к взаимодействию с присутствующим сероводородом. Образующиеся в результате упомянутого взаимодействия продукты должны представлять собой нерастворимые соединения, способные препятствовать проникновению агрессивного агента в цементный камень.

Важнейшая задача при бурении скважин в условиях сероводородной агрессии – создание нормальных условий для работающего на буровой установке персонала, которое заключается в недопущении превышения санитарной нормы (3 мг/м^3) его концентрации в воздухе над буровым раствором в циркуляционной системе и приемных емкостях, а при необходимости в проведении нейтрализации сероводорода.

Существует два способа нейтрализации сероводорода [20]:

- использование закрытой системы циркуляции бурового раствора с последующей нейтрализацией сероводорода или его отделение с дальнейшим сжиганием в трапно-факельной установке;
- химическое связывание путем добавки в буровой раствор реагентов-нейтрализаторов.

Степень нейтрализации сероводорода обеспечивается выбором реагента-нейтрализатора, его нормирования, а также постоянным контролем над содержанием сероводорода и его сульфидов в буровом растворе. Наиболее устойчив к сероводородной агрессии буровой раствор на известково-битумной основе [20].

Его поглотительная способность достигает $8\text{--}10 \text{ м}^3$ сероводорода на 1 м^3 раствора. Эффективными нейтрализаторами являются: нейтрализатор H_2S ВНИИБТ1 и реагент Же-7, состоящий из окислов железа. Количество Же-7 определяется условиями бурения и ожидаемой концентрацией сероводорода в пластовом флюиде. Первичная обработка реагентом Же-7 производится из расчета

50 кг реагента на 1 м³ бурового раствора. Появление в растворе водорастворимых сульфидов указывает на недостаточную концентрацию активного нейтрализатора. При дополнительной обработке в раствор добавляется нейтрализатор в количестве 25 % от количества, использованного при первичной обработке.

В случае выхода из скважины газированного раствора, содержащего сероводород, необходимо герметизировать скважину пре-вентором и осуществлять циркуляцию через штуцерные линии с дегазацией бурового раствора в сепараторе и в вакуумном дегазаторе с отводом газа на сжигание. Бурение продуктивных пластов следует вести с установкой над и под ведущей трубой шаровых клапанов в антикоррозионном исполнении. В манифольдную (дроссельную) линию противовыбросового оборудования должна быть включена трапо-факельная установка.

К профилактическим мероприятиям по раннему обнаружению газонефтеводопроявлений при наличии сероводорода более 6 % относятся [20]:

- использование станции геотехнического контроля;
- наличие запаса материалов и химических реагентов, нейтрализаторов сероводорода, достаточного для приготовления и обработки бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины;
- наличие цементного агрегата, способного развивать давление не менее 80 МПа;
- привлечение к работе рабочих и специалистов, обученных работе в условиях сероводородной агрессии.

К работе на месторождениях с высоким содержанием сероводорода допускаются лица, имеющие медицинское заключение о пригодности к работе в дыхательных аппаратах изолирующего типа, прошедшие необходимое обучение безопасности работ на объекте, проверку знаний и навыков использования средств защиты органов дыхания.

3.7. Осложнения, связанные с самопроизвольным искривлением ствола скважины

При самопроизвольном искривлении ствола скважины возникают следующие проблемы:

- изменяется проектная сетка разбуривания месторождения – размещение забоев скважин, что может привести к снижению их суммарного дебита, изменению коэффициента нефтеотдачи пластов, необходимости бурения дополнительных скважин;
- возможно попадание ствола бурящейся скважины в ствол ранее пробуренной в этом кусте скважины;
- осложняется спуск обсадных колонн в местах наиболее резких изменений направления оси ствола скважины, возможно их заклинивание, слом и потеря герметичности;
- увеличивается вероятность некачественного крепления скважин. Так, в искривленном стволе колонна на значительном протяжении может вплотную прилегать к стенке скважины, что делает невозможным создание сплошного цементного кольца вокруг обсадных труб и надежное перекрытие и разобщение пластов;
- осложняется работа оборудования при насосном способе эксплуатации. Возможен разрыв штанг вследствие увеличения нагрузки, преждевременный износ (протирание) насосных и обсадных труб, нарушение режима работы насосного оборудования;
- увеличивается длина ствола скважины и расход материалов для крепления обсадных колонн;
- на незакрепленных участках искривленного ствола скважины происходит образование желобных выработок;
- при использовании роторного способа бурения скважины требуется больший расход мощности на вращение бурильной колонны;
- осложняется контроль над нагрузкой на долото вследствие зависания бурильной колонны;

- для исправления отклонения ствола скважины от проектного профиля требуется проведение дополнительных работ;
- увеличивается время и стоимость строительства скважины.

Причины самопроизвольного искривления ствола скважины. Искривление скважин происходит в результате совместного действия большого числа факторов – геологических, технических и технологических.

Геологические факторы

К ним относятся:

- наклонное залегание пластов;
- анизотропность горных пород;
- чередование различных по твердости пород;
- наличие кавернозных участков ствола скважины;
- наличие тектонических нарушений;
- напряженное состояние горных пород.

При переходе из менее твердой породы в более твердую, если угол встречи долота с породой меньше так называемого критического угла, ствол скважины будет искривляться вниз по падению пласта вследствие скольжения долота по плоскости пласта. Угол встречи при этом будет уменьшаться. При углах больших, чем критический, искривление будет происходить вверх по восстанию пласта, а угол встречи будет возрастать.

Отмечено, что тип долота заметно влияет на величину критического угла. При бурении шарошечными долотами в контакте долото – порода преобладает трение качения, а при работе долот истирающего типа – трение скольжения, поэтому критический угол при бурении шарошечными долотами выше, чем при бурении долотами скалывающе-истирающего типа.

В наклонно залегающих пластах при переходе из твердой породы в мягкую интенсивнее разрушается мягкая порода, в результате чего искривление переходит в сторону твердой породы.

Чередование различных по твердости пород может привести к азимутальному искривлению.

При встрече долота с различными включениями и пустотами (валуны, крупная галька, полые трещины, карстовые образования) происходят незакономерные искривления ствола скважины, обычно в вертикальной и горизонтальной плоскостях. Интенсивность искривления выше в мягких и рыхлых породах.

Технические факторы

К техническим причинам относятся:

- применение породоразрушающего инструмента и элементов компоновки низа бурильной колонны (КНБК), не предусмотренных режимно-технологической картой;
- эксцентричность элементов бурильной колонны;
- соединение элементов бурильной колонны между собой с перекосами;
- несоосность долота и КНБК.

Несоосность низа бурильной колонны при переходе с большего диаметра на меньший вызывает эксцентричное продолжение ствола меньшего диаметра, а при расширении ствола возможно отклонение его от первоначального диаметра.

Бурение с эксцентрично наведенным долотом, с погнутыми ведущими трубами (особенно при небольшой глубине скважины) может способствовать интенсивному разбуливанию стенок скважины.

Применение в компоновках коротких забойных двигателей в часто перемещающихся по твердости породах приводит к искривлению ствола скважины.

Нередко ствол скважины искривляется в начале бурения скважины. К техническим причинам искривления относятся: несоосность вышки, стола ротора и шахтового направления, негоризонтальность стола ротора и искривленность ведущих и бурильных труб.

Действие указанных причин проявляется до глубин от нескольких метров до десятков метров.

Технологические факторы

К технологическим причинам искривления скважин относятся причины, связанные с технологией бурения. Это способ бурения, типоразмер долота, компоновка низа бурильной колонны, режима бурения. Основным режимным параметром является нагрузка на долото. Наибольшие трудности в борьбе с самопроизвольным искривлением скважин имеются при роторном способе бурения. Вращение бурильной колонны не позволяет отцентрировать ее в стволе скважины, так как центрирующие элементы быстро изнашиваются и диаметр их уменьшается.

Мероприятия по предупреждению самопроизвольного искривления скважин:

1. Обеспечить горизонтальность стола ротора, центрацию вышки.
2. Использовать только прямолинейные бурильные трубы и ведущую трубу.
3. Направление должно быть строго вертикальным.
4. Использование соответствующей компоновке нижней части бурильной колонны.
5. Регулирование режима бурения в соответствии с характером пород и условиями их залегания.
6. В практике бурения скважин для предотвращения самопроизвольного искривления скважин одним из основных факторов является использование специальных КНБК.
7. В компоновке используются следующие принципы: отвес, центрирование нижней части колонны, использование гироскопического эффекта вращающихся масс.

Компоновка низа бурильной колонны, в которой используются принципы отвеса, основывается на создании возможно большей массы у долота. При этом осевая нагрузка на долото должна быть такой, чтобы нижняя часть колонны не изгибалась. Но относительно малые нагрузки на долото не обеспечивают эффективного разрушения пород. Обычно применяют такие нагрузки, при которых нижняя часть колонны бурильных труб принимает форму пространственной спирали [21]. Осевая нагрузка, при которой прямолинейная труба начинает изгибаться, называется критической нагрузкой первого порядка. В этом случае применяют КНБК, основанные на центрировании ниж-

ней части бурильных труб. Используется два типа таких компоновок – маятниковые и жесткие. В маятниковых компоновках эффект достигается установкой центратора на некотором расстоянии от долота. Варианты расстояний установки центратора дают различный эффект. При бурении скважин с большими осевыми нагрузками используют жесткие компоновки. Жесткость компоновки достигается установкой центраторов, стабилизаторов, утяжеленных бурильных труб и наддолотного стабилизирующего устройства. При бурении забойными двигателями также используют жесткие компоновки – устанавливаются калибраторы над долотом и двигателем.

Использование гироскопического эффекта возможно при бурении турбобурами. Роль гироскопа выполняет УБТ возможно большего диаметра. Между отрезком УБТ и долотом устанавливают калибратор-центратор.

В процессе бурения скважины самопроизвольное искривление может достичь такой величины, что дальнейшее углубление скважины станет технически невозможным или практически нецелесообразным. При этом возможны два варианта:

- ликвидация скважины;
- приведение искривленного ствола к проектному профилю или вертикали перебуриванием.

В зависимости от конкретных условий исправление скважины можно производить с использованием забойных двигателей и роторного способа бурения, а также с применением специальных компоновок и методов их ориентирования.

3.8. Газонефтеводопроявления

Газонефтеводопроявления (ГНВП), иногда переходящие в открытые фонтаны, являются в настоящее время самыми тяжелыми авариями при бурении скважин. Открытые фонтаны имеют множество неприятных последствий:

- выход из строя бурового оборудования и инструмента, разрушение обсадных колонн;
- непроизводительные трудовые и материальные затраты;
- загрязнение окружающей среды (разливы нефти, флюидов, воды);

- перетоки внутри скважины, приводящие к истощению месторождений; теряется огромное количество нефти и газа, выбрасываемое фонтанирующими скважинами;

- травмы и гибель людей.

ГНВП при бурении, креплении и освоении скважин – это неорганизованное поступление относительно небольших количеств нефти и газа в скважину и на поверхность, не представляющее на первых порах непосредственного препятствия для выполнения основных технологических операций. Предотвращение и ликвидация возникших нефтегазопроявлений являются, по существу, нормальными технологическими процессами в практике разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. Хотя нефтегазопроявления чреваты опасными последствиями, тем не менее, полагаясь на возросший научно-технический уровень буровых работ и профессиональную подготовку кадров буровых и нефтегазодобывающих предприятий, нефтегазопроявления можно считать не авариями, а осложнениями технологического цикла бурения скважин.

Открытые и газовые фонтаны представляют большую опасность для промышленных и социальных объектов, расположенных в районе фонтанирующей скважины. Особенно тяжелый и опасный характер приобретает аварийное фонтанирование скважин, когда оно сопровождается пожарами и образованием грифонов. Для более полного понимания рассматриваемого материала уточним наиболее часто встречающиеся понятия:

Флюид – любой вид продукта (газ, нефть, вода или их сочетания), находящийся в пласте.

Пластовое давление – давление, под которым находится флюид в пласте (МПа).

Градиент пластового давления – отношение пластового давления к глубине залегания пласта, т.е. изменение величины пластового давления на каждый метр глубины скважины (МПа/м).

Давление начала поглощения пласта – давление, при котором в пласт при небольшой подаче насоса (до 3 л/с) можно закачать неограниченное количество воды или промывочной жидкости.

При большей подаче насоса произойдет гидроразрыв пласта, т.е. в пласте возникнут трещины, которые в дальнейшем не сомкнутся.

Градиент поглощения пород – отношение давления начала поглощения пластом к глубине его залегания (МПа/м).

Эквивалентная плотность промывочной жидкости – плотность промывочной жидкости, при которой начинается ее поглощение в пласт в статическом состоянии (кг/м³).

Перелив – излив жидкости через устье скважины при отсутствии подачи бурового раствора в скважину.

Выброс – кратковременное, интенсивное вытеснение из скважины порций жидкости энергией расширяющегося газа.

Аварийный фонтан – это неконтролируемое поступление нефти и газа на поверхность по стволу скважины, препятствующее проведению бурения и связанное с разрушением элементов оборудования в конструкции скважины. Зачастую аварийные фонтаны осложняются взрывами, пожарами, грифонами и т.д. В зависимости от геолого-технических и организационных условий степень сложности аварийных фонтанов бывает различной.

Грифоны представляют собой связанные с проводкой скважины газо-, нефте- и водопрооявления за пределами устья.

Межколонными проявлениями называются переливы, выбросы и фонтаны через кольцевое пространство между обсадными колоннами. *Заколонные* проявления относятся к проявлениям за обсадной колонной, кондуктором, направлением в пределах устья.

Все эти проявления наблюдаются визуально. Лишь при очень рыхлых грунтах, выходах трещин непосредственно на земную поверхность, невысоких значениях давления возможны необнаруживаемые скопления газа.

Грифоны образуются вследствие движения вверх газа, нефти или воды из пластов с относительно высоким давлением по естественным трещинам в зоне тектонических нарушений, пересекаемых скважиной в процессе бурения или расположенных вблизи от ствола. Межколонные проявления и иногда грифоны образуются при поступлении флюида из нижних высоконапорных пластов в верхние по заколонному пространству, не изолированному цементным раствором в данной или в других скважинах этого месторождения.

Такие осложнения нередки при проводке и креплении скважин в многолетнемерзлых породах, так как теплый буровой раствор и выделяющееся при гидратации, схватывании и твердении цементного раствора тепло способствуют таянию льда, поэтому за обсадной колонной в горных породах образуются каналы, заполненные водой. Наблюдались случаи (месторождение Пунга) насыщения верхнего (600 м) водоносного горизонта газом из нижнего (1200 м). В последующем неожиданно возникли газопрооявления большой мощности из верхнего пласта.

Другими причинами заколонных и межколонных проявлений могут быть: проникновение за колонну газа через неплотности в резьбовых соединениях обсадных труб; поступление флюидов из одних горизонтов в другие в процессе проводки скважины и особенно при перерывах в бурении, резких колебаниях давления при промывке, спуске и подъеме инструмента.

Как отмечалось выше, такие проявления могут возникнуть или усилиться при очень больших значениях противодавления в скважине, избыточном утяжелении раствора, восстановлении циркуляции при обвалообразованиях, опрессовках, вызывающих разрыв, расслоение пластов в зонах трещинообразований и залегания непрочных, неустойчивых горных пород.

Грифоны и межколонные проявления более опасны, и ликвидация их более трудоемка, чем проявления той же интенсивности через устье, так как воздействовать на них можно лишь косвенно, через бурящиеся или ранее пробуренные скважины. Кроме того, грифоны могут возникнуть вокруг других промышленных объектов и жилья.

Причины и условия возникновения газонефтеводопроявлений. Поступление пластовых флюидов в ствол скважины, обусловленное превышением пластового давления над забойным, происходит в результате:

- ошибок в определении значений пластового давления при проектировании скважин и недостаточного контроля за текущими значениями пластового давления в процессе разработки месторождения;
- снижения гидростатического давления за счет:

– использования бурового раствора меньшей плотности, чем предусмотрено в проекте;

– уменьшения высоты столба бурового раствора в результате поглощений, недолива скважины при подъеме труб, перетоков, обусловленных разностью значений плотности и высоты столбов жидкостей в трубном и затрубном пространствах и перепадом давления между двумя или несколькими вскрытыми пластами;

– установки различного вида жидкостных ванн с плотностью меньшей, чем плотность бурового раствора;

- явлений фильтрации, контракции, седиментации и температурных изменений в буровых растворах, характеризующихся вязкопластичными и вязкоупругими свойствами;

- изменения значений гидродинамического давления в процессе бурения, промывки, спуско-подъемных операций и т.п.;

- пластовый флюид поступает в ствол скважины с выбуренной породой и глинистой коркой, содержащими флюид, а также вследствие диффузии из вскрытых пластов, капиллярного перемещения, осмотического давления, контракционного эффекта и гравитационного замещения. По этим причинам флюид может поступать в скважину при превышении забойного давления над пластовым.

Диффузия – это молекулярное проникновение одного вещества в другое при непосредственном их контакте. Движение газа, обусловленное диффузией, возможно в двух направлениях: газ, содержащийся в пластах, пройденных скважиной, проникает через фильтрационную корку в буровой раствор, в то же время газ, содержащийся в буровом растворе, диффундирует в другие пласты.

Диффузия газа в буровой раствор становится более значительной при отсутствии движения промывочной жидкости. Однако количество газа, поступившего таким путем в скважину, невелико.

Капиллярный переток обусловлен давлением, создающимся искривленностью границ жидкости в канале небольшого размера – менисков. Величина этого давления зависит от размера (диаметра) канала. В каналах диаметром менее 1 мкм величина капиллярного давления может достигать 0,1–0,2 мПа. В более крупных каналах

(диаметром 10–12 мкм) давление не будет превышать 0,01–0,02 мПа. Капиллярное давление способно вытеснить нефть или воду из пласта в скважину. В каналах большого диаметра капиллярные силы слишком малы, и пластовые флюиды оттесняются по ним фильтратом вглубь пласта.

Эффектом контракции обосновывался ряд проявлений и неуправляемого поступления газа после проведения цементирования обсадных колонн. Контракция – это уменьшение суммарного объема системы твердое вещество – жидкость (гетерогенная система) при смешении входящих в нее веществ. Явление контракции в водной среде отмечается у многих тел, в том числе у глин, барита и цемента. При взаимодействии глины и воды происходит набухание глины, причем если объем глины увеличивается, то это приращение меньше, чем объем всасываемой воды. Вода из свободного состояния переходит в связанное, при этом увеличивается ее плотность (до 1300–2400 кг/м³) и, следовательно, уменьшается ее объем и общий объем смеси.

Явление осмоса. При осмотическом перетоке флюидов через полупроницаемую перегородку (в данном случае это фильтрационная глинистая корка) не происходит большого поступления флюида в ствол скважины, которое могло бы быть замеченным на поверхности.

Поступление пластового флюида с выбуренной и обвалившейся породой. Когда буровой раствор попадает на свежую поверхность породы, только что вскрытой долотом, то за тот короткий промежуток, за которым следует новый срез породы долотом, фильтрат бурового раствора не успевает вытеснить пластовые флюиды из открывшихся пор и трещин и протолкнуть их в пласт. Таким образом, обломки выбуренной породы, выносимые раствором на поверхность, содержат пластовые флюиды.

Количество газа (м³), поступающего в скважину в течение 1 ч работы долота,

$$C = \frac{\pi D_c^2 V_{\text{мех}}}{4} \frac{b}{100} \alpha P_{\text{пл}} 10,$$

где b – пористость породы;

α – коэффициент растворимости газа в растворе;

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление.

В результате многочисленных наблюдений установлено, что при разбуривании газосодержащих пород повышение механической скорости проходки приводит к увеличению содержания газа в буровом растворе. Каких-либо признаков поступления жидких флюидов вместе с выбуренной породой практически не отмечено.

Содержание газа в буровом растворе (C , %) может быть рассчитано по формуле

$$C = \frac{V_{\text{мех}} \pi D_c^2 C_1 P_{\text{заб}}}{4 Q P_y},$$

где $V_{\text{мех}}$ – механическая скорость проходки, м/с;

D_c – диаметр скважины, м;

C_1 – содержание газа в породе, %;

$P_{\text{заб}}$, P_y – соответственно забойное и устьевое давление, МПа;

Q – скорость потока бурового раствора в затрубном пространстве, м/с.

Способы предупреждения и ликвидации грифонов, заколонных и межколонных проявлений. Для предупреждения грифонов, заколонных и межколонных проявлений необходимо:

- место заложения и проектный профиль скважины подбирать с учетом расположения трещин и других тектонических нарушений, стараясь по возможности обходить их;

- надежно изолировать все высоконапорные и поглощающие пласты, обеспечить подъем цементного раствора за кондуктором до устья, а за другими обсадными колоннами – минимум до перекрытия башмака предыдущих колонн;

- обеспечить герметичность всех обсадных колонн, что достигается применением соответствующих труб, герметизирующих смазок для их соединений, креплением последних с контролем крутящего момента;

- не допускать чрезмерно высоких значений противодействия, высоких значений ρ , $\theta_{1,10}$, T , η , сальникообразований, обвалов, иметь достаточно большие зазоры между бурильной колонной и стенками скважины в необсаженном интервале, ограничивать скорость спуска бурильной колонны.

Для ликвидации начавшегося грифона необходимо:

- уточнить область питания грифона (скважина, пласт);
- по возможности уменьшить давление на нарушенный трещинами пласт;
- увеличить отбор из газоносного пласта (если это другой пласт) через соседние скважины, а при необходимости временно обеспечить отбор даже из бурящейся скважины с тем, чтобы в последующем изолировать нарушенный трещинами пласт и проявляющий газоносный горизонт закачкой в них цементного раствора или другого тампонажного материала, спуском обсадной колонны.

При межколонных проявлениях устанавливают место притока по давлению на устье, изменению температуры в интервале движения флюида за колонной и другими геофизическими методами, создают в колонне отверстия с помощью перфораторов и сверлящих керноотборников, закачивают буровой раствор для глушения проявления и затем цементный раствор.

Основные понятия о давлении в скважине. Условием начала ГНВП является превышение пластового давления вскрываемого горизонта над забойным давлением:

$$P_{\text{пл}} > P_{\text{заб}}.$$

Забойное давление зависит от величины гидростатического давления жидкости, заполняющей скважину, и дополнительных депрессий или репрессий, которые зависят от проводимых на скважине работ.

Гидростатическое давление определяют по формуле

$$P_{\text{ст}} = \rho g H,$$

где ρ – плотность жидкости, кг/м^3 ;

g – ускорение свободного падения, равное $9,8 \text{ м/с}^2$;

H – глубина залегания горизонта, м.

3.8.1. Условия возникновения газонефтеводопроявлений

В подавляющем большинстве проводка скважин осуществляется при забойном давлении, превышающем пластовое.

В процессе механического бурения пластовый флюид поступает в скважину, когда пластовое давление превышает сумму гидростатического давления столба бурового раствора ($P_{ст}$) и гидравлических сопротивлений в затрубном пространстве ($P_{гск}$):

$$P_{пл} > P_{ст} + P_{гск}.$$

Проявление может начаться сразу же после прекращения промывки, например при наращивании бурильной колонны, ремонте насоса или в связи с окончанием бурения. Это значит, что пластовое давление во вновь вскрытом пласте уравнивалось при бурении. Однако с прекращением циркуляции противодавление оказалось недостаточным. Условие возникновения проявления в данном случае имеет вид

$$P_{пл} > P_{ст}.$$

Во время подъема бурильной колонны газонефтеводопроявления возникают в результате снижения забойного давления, обусловленного колебаниями гидродинамического давления вследствие движения колонны труб $\Delta P_{гд}$, явлений фильтрации, контракции, седиментации и температурных изменений в неподвижной части бурового раствора – ΔP , опорожнения скважины за счет недолива (Δh) ее буровым раствором – $\Delta h \rho g$. При этом условие возникновения проявления принимает вид

$$P_{пл} > P_{ст} - \Delta P_{гд} - \Delta P - \Delta h \rho g.$$

При спуске колонны труб газонефтеводопроявления могут быть вызваны снижением гидростатического давления вследствие фильтрационно-контракционного и других эффектов в неподвижной части бурового раствора ниже долота и отрицательной составляющей гидродинамического давления, возникающей во время торможения колонны – $\Delta P_{гд}$. Таким образом, имеем условие

$$P_{пл} > P_{ст} - \Delta P - \Delta P_{гд}.$$

В случае длительного отсутствия циркуляции, в том числе и при полностью поднятой бурильной колонне, проявления обусловлены снижением гидростатического давления в неподвижном буровом растворе в результате упомянутых факторов:

$$P_{\text{пл}} > P_{\text{ст}} - \Delta P_{\text{гд}}.$$

Правила безопасности (ПБ) требуют, чтобы гидростатическое давление ($P_{\text{ст}}$) превышало пластовое ($P_{\text{пл}}$) в следующих размерах ($\Delta P_{\text{гд}}$):

- для скважин глубиной до 1200 м на 10 %, но не более 1,5 МПа;
- для скважин глубиной более 1200 м на 5 %, но не более 2,5–3,0 МПа.

Если известно пластовое давление, то плотность бурового раствора $\rho_{\text{бр}}$, на котором должен вскрываться горизонт определяют как

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{P_{\text{пл}} + \Delta P}{gH},$$

где ΔP – противодействие на устье скважины, создаваемое дроссельной задвижкой при глушении скважины, МПа.

3.8.2. Определение забойного давления

Забойное давление при механическом бурении и промыве скважины

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{г}} + P_{\text{гск}},$$

где $P_{\text{гск}}$ – гидравлическое сопротивление в кольцевом пространстве.

Забойное давление после остановки циркуляции первое время равняется гидростатическому:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{ст}}.$$

Забойное давление при отсутствии циркуляции начинает снижаться за счет явлений фильтрации, седиментации, контракции, а также температурных изменений в неподвижном буровом растворе на величину $\Delta P_{\text{ст}}$:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{г}} - \Delta P_{\text{ст}}.$$

При остановке до 10 ч

$$\Delta P_{\text{ст}} = 0,02\rho gH.$$

Забойное давление при подъеме бурильной колонны может быть выражено формулой

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{ст}} - \Delta P_{\text{гд}} - \Delta P_{\text{ст}} - \Delta h \rho g,$$

где $\Delta P_{\text{гд}}$ – гидродинамическое давление под долотом при движении колонны труб вверх (эффект поршневания);

$\Delta P_{\text{ст}}$ – снижение забойного давления за счет явлений седиментации, фильтрации и контракции и температурных изменений в зоне, где нет движения бурового раствора;

$\Delta h \rho g$ – снижение забойного давления за счет недолива скважины при подъеме, где Δh – глубина опорожнения скважины перед очередным доливом.

Гидродинамическое давление под долотом при движении вверх колонны труб определяется по формуле

$$\Delta P_{\text{гд}} = 4 \frac{\theta L}{D_c - d_n} + \rho_{\text{бр}} C (V - V_0) \frac{S_r}{S},$$

где θ – статическое напряжение сдвига за 10 мин, Па;

L – длина колонны бурильных труб, находящихся в скважине, м;

D_c – диаметр скважины, м;

d_n – наружный диаметр бурильных труб, м;

$\rho_{\text{бр}}$ – плотность бурового раствора, кг/м³;

C – скорость распространения ударной волны по кольцевому пространству, м/с. Для обсаженного ствола, заполненного водой, $C = 1350$ м/с, буровым раствором – $C = 110$ м/с. Для необсаженного ствола, заполненного буровым раствором, $C = 800$ м/с.

V – достигнутая скорость движения колонны труб за время распространения ударной волны от забоя до устья скважины, м;

V_0 – начальная скорость движения колонны бурильных труб, м;

S_r – площадь кольца трубы, м²;

S – площадь кольцевого пространства скважины, м².

Забойное давление при спуске бурильного инструмента

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{ст}} + P_{\text{гд}} - \Delta P_{\text{ст}}.$$

где $\pm P_{\text{гд}}$ – гидродинамическое давление при спуске.

При СПО каждой свечи бурильного инструмента над и под долотом возникает знакопеременное гидродинамическое давление.

В начале спуска свечи с ростом скорости давление под долотом нарастает, а после начала торможения оно снижается; при резком торможении и при большом отрицательном ускорении давление с положительного переходит в отрицательное, т.е. под долотом имеет место уменьшение забойного давления ниже гидростатического (рис. 43). Величину репрессии $+\Delta P_{\text{гд}}$ определяют по формуле, а депрессия $-\Delta P_{\text{гд}}$ при скорости спуска меньше 1 м/с составляет 0,01 ргЛ, при скорости спуска больше 1 м/с $-\Delta P_{\text{дс}} = (0,01 \dots 0,05) \text{ ргЛ}$.

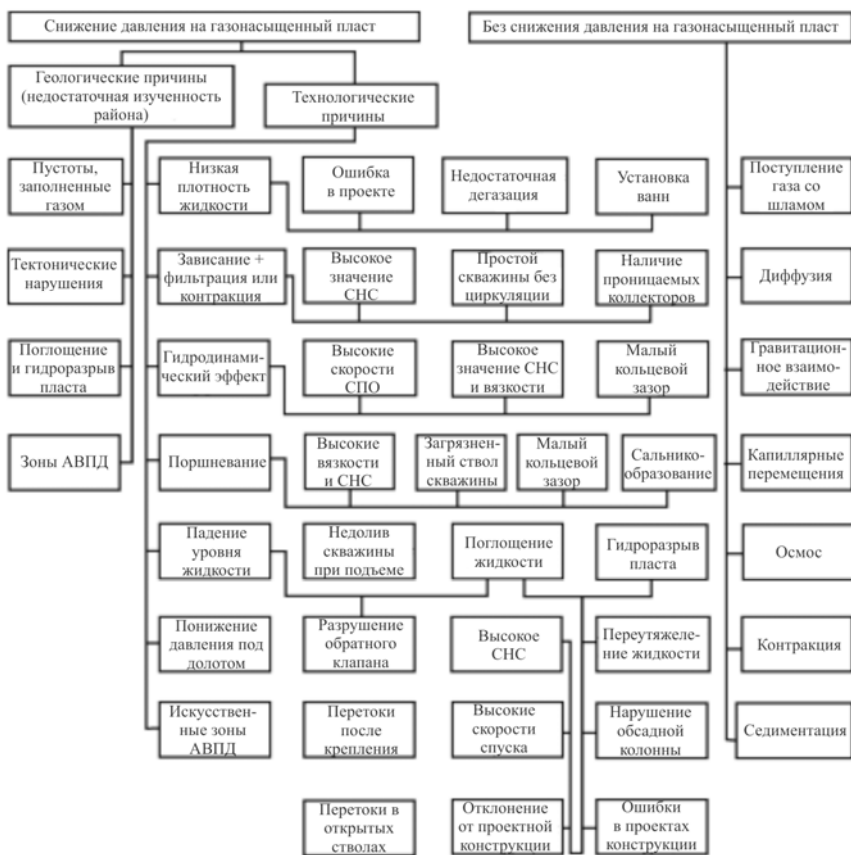


Рис. 43. Причины снижения давления бурового раствора на продуктивный пласт

Для того чтобы не возникало ГНВП при наличии вскрытого продуктивного горизонта, необходимо, чтобы во всех случаях забойное давление превышало пластовое, т.е. $P_{\text{заб}} > P_{\text{пл}}$.

3.8.3. Причины снижения забойного давления

1. Использование буровых растворов меньшей плотности, чем предусмотрено в проекте.

2. Уменьшение высоты столба бурового раствора при поглощениях или вследствие несвоевременного долива скважин.

Величина депрессии при этом определяется как

$$\Delta P = \frac{V_{\text{м}}}{F_{\text{скв}}} \cdot \rho_{\text{бр}} g,$$

где $V_{\text{м}}$ – объем металла бурильных труб, поднятых без долива, м;
 $F_{\text{скв}}$ – площадь поперечного сечения скважины, м².

3. Снижение плотности бурового раствора, вызванного неконтролируемым вводом химических реагентов и воды.

4. Установка различных ванн с плотностью жидкости меньшей, чем плотность бурового раствора.

5. Колебания гидродинамического давления при СПО и вызове циркуляции.

На рис. 43 систематизированы причины снижения давления бурового раствора на пласты, которые при определенных условиях приводят к газонефтепроявлениям и открытым фонтанам. Одна из основных причин – низкая плотность бурового раствора. Отмечаются разные случаи проявления низкой плотности.

3.8.4. Поведение газа в бурящейся скважине.

Уравнение состояния газа

При решении различных вопросов борьбы с газонефтеводопроявлениями возникает необходимость использования законов, характеризующих природу газов и их поведение при различных значениях давления и температуры.

Физическое состояние газа определяется тремя параметрами: давлением P , объемом V и температурой T . В зависимости от давления и температуры изменяется и объем газа. В связи с этим для получения правильного представления о его количестве, не зависящем от конкретных значений параметров состояния, объем газа приводится к стандартным условиям, т.е. к температуре $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ и давлению 760 мм рт. ст., или приблизительно 0,1 МПа.

Задачи механики газопрооявлений и выбросов чаще всего могут быть решены с допущением изотермического процесса изменения состояния газа при его движении по стволу скважины.

Связь между объемом и давлением при этом устанавливается законом Бойля – Мариотта:

$$PV = \text{const.}$$

Во многих случаях при проведении практических расчетов возникает необходимость учитывать также и влияние температуры. Поведение газа в зависимости от параметров P и T определяется уравнением Клайперона, представляющим основное характеристическое уравнение состояния газа:

$$PV = nZRT,$$

где n – число молей вещества;

Z – коэффициент сжимаемости газа;

R – универсальная газовая постоянная;

T – температура, К.

Универсальная газовая постоянная для всех газов имеет одинаковое значение. Применительно к Международной системе единиц (СИ) она равна $8314\text{ н}\cdot\text{м}/(\text{К}\cdot\text{моль})$.

Изменение состояния газа при движении по стволу скважины. В процессе следования от забоя к устью скважины газ претерпевает различные изменения своего состояния под влиянием непрерывно меняющихся термобарических условий. Наряду с увеличением объема наблюдаются, особенно при образовании в скважине газожидкостной смеси, фазовые превращения, т.е. растворение, выделение, сжижение и испарение газа. Закономерности про-

текания отмеченных явлений имеют существенное значение для совершенствования управления проявляющей скважиной.

По мере подъема с забоя вместе с циркулирующим буровым раствором или вследствие всплывания происходит его расширение. Однако оно по глубине скважины весьма неравномерно. Значительную часть пути газ проходит с относительно невысоким приращением объема. Интенсивное его увеличение начинается в верхней части скважины, т.е. в интервалах низких значений гидравлического давления бурового раствора. Расчеты показывают, что здесь объем газа растет в десятки раз по сравнению с исходным значением.

3.8.5. Инверсия давления при газопроявлениях

При газопроявлениях на устье герметизированной и непромываемой скважины с течением времени наблюдается нарастание давления, обусловленное протеканием эффекта, который называется инверсией давления.

Механизм явления инверсии заключается в следующем. Если в момент закрытия скважина частично или полностью заполнена жидкостью и в ней имеется газ, то газовые включения под влиянием архимедовой силы продолжают всплывать к устью. Но, не имея возможности расширяться по мере подъема в жестко фиксированном объеме, каждый пузырек или газовая пробка в соответствии с законом Бойля – Мариотта будет сохранять объем и давление, имевшие место в момент герметизации.

Газ, находящийся вначале под действием избыточного гидростатического давления столба жидкости, сохраняет его и в процессе всплытия до устья скважины (рис. 44).

Если скважина закрыта в начале проявления, когда газовая пачка еще находится на забое,

$$P_{\text{пл}} = \rho g H + P_y,$$

то после ее окончательного всплытия устьевое давление станет равным пластовому.

$$P_y = P_{\text{пл}},$$

где P_y – устьевое давление;
 $P_{пл}$ – пластовое давление.

Давление на забое скважины при этом удвоится:

$$P_{заб} = 2P_0.$$

В любой точке ствола скважины давление в это же время будет равно сумме устьевое и гидростатического давления на этой глубине.

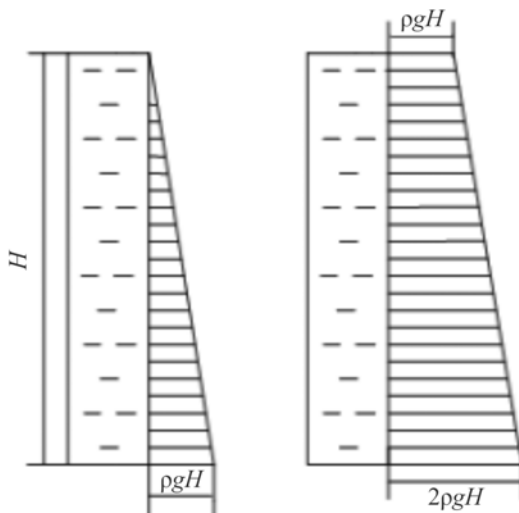


Рис. 44. Инверсия давления в скважине

А как зависит прирост давления в скважине от объема всплывающего пузыря газа? В данном случае сжимаемостью жидкости пренебречь нельзя. Если объем газа V_g сопоставим с изменением объема жидкости $\Delta V_{ж}$ за счет роста давления, то изменение объема газа существенно и его следует учитывать. Если же объем газа V_g значительно превышает объем жидкости $\Delta V_{ж}$, то это уменьшение можно не учитывать. Расчет показывает, что газа должно быть не менее 10–15 % от объема скважины, чтобы можно было ожидать удвоение забойного давления. В реальных условиях изменение давления на устье скважины протекает значительно сложнее. При этом оказывает свое влияние негерметичность ствола скважины в его открытой части и всплывание газа не в виде одной порции, а распределение его на значительном интервале.

Эксперименты по оценке инверсии давления при всплывании газа проводились в герметизированной скважине 230 Левкинская глубиной 1187 м. В скважину запускали газ (воздух) в объеме от 1,5 до 3,0 м³ (более 5–10 % объема жидкости), затем герметизировали забой и устье и измеряли давление в буровых трубах и кольцевом пространстве в процессе движения газовой пачки от забоя к устью. Исследования показали, что давление на устье скважины после всплытия пачки газа составляет примерно 85–90 % от забойного давления, имеющегося в момент всплытия.

Инверсия давления создает в скважине опасность возникновения затрубных проявлений, межпластовых перетоков, нарушения целостности обсадных колонн или кондукторов. Высокое давление в скважине является причиной нарушения герметичности обсадных колонн и гидравлического разрыва пластов.

Если в скважине ожидается гидравлический разрыв пласта, то рост давления будет наблюдаться до образования трещины. В результате гидроразрыва произойдет поглощение раствора, и давление на устье уже не поднимется до максимально возможной величины.

Во всех случаях ясно, что допускать скопление газа на устье скважины (даже в случае установки превенторов высокого давления) не следует. Для предотвращения отрицательных последствий инверсии давлением при газообразовании необходимо управлять.

Давление смеси бурового раствора и газа в скважине. Поступление газа в скважину и образование в ней газожидкостной смеси влияет прежде всего на гидростатическое давление, создаваемое буровым раствором. Несомненно, что уменьшение плотности бурового раствора в этом случае приводит к снижению забойного давления, в связи с чем возникает опасность выброса, поэтому давление, создаваемое столбом смеси раствора и газа в скважине, представляет непосредственный практический интерес для оценки опасности и возможности дальнейшего развития проявлений, а также для выяснения вопросов предупреждения и ликвидации выбросов.

Снижение давления может быть определено по формуле Стронга – Уайта:

$$\Delta P = 2,3 \frac{\rho_{\text{бр1}} - \rho_{\text{бр2}}}{\rho_{\text{бр2}}} \ln P_{\text{ст1}},$$

где $\rho_{\text{бр1}}$ – начальная плотность бурового раствора;

$\rho_{\text{бр2}}$ – плотность газированного бурового раствора на поверхности;

$P_{\text{ст1}}$ – гидростатическое давление бурового раствора начальной плотности на забое, кгс/см².

3.8.6. Газопроявления при креплении скважин

Газопроявления, возникающие при креплении скважин, остаются серьезным видом осложнений.

Условия, способствующие проникновению флюидов в заколонное пространство, изучены недостаточно, недостаточно выяснены и причины этого явления, а отдельные толкования подчас противоречивы.

Изучение причин, способствующих возникновению газопроявлений в скважинах при цементировании обсадных колонн, и разработка мероприятий по их предотвращению позволили составить классификацию факторов, приводящих к газопроявлениям (рис. 45).

В межколонном пространстве газ может появиться вследствие нарушений герметичности колонны и устьевого узла (колонной головки, места ее соединения со стгонным патрубком и т.д.) или во время процесса формирования цементного камня в затрубном пространстве (загустевания, схватывания и твердения раствора – камня). Отмечаются следующие возможные пути продвижения газа и других флюидов в заколонном пространстве после цементирования: по каналам из-за негерметичности резьбовых соединений; по каналам из-за негерметичности соединения частей колонной головки; по нарушениям целостности обсадных колонн; по каналам цементного камня.

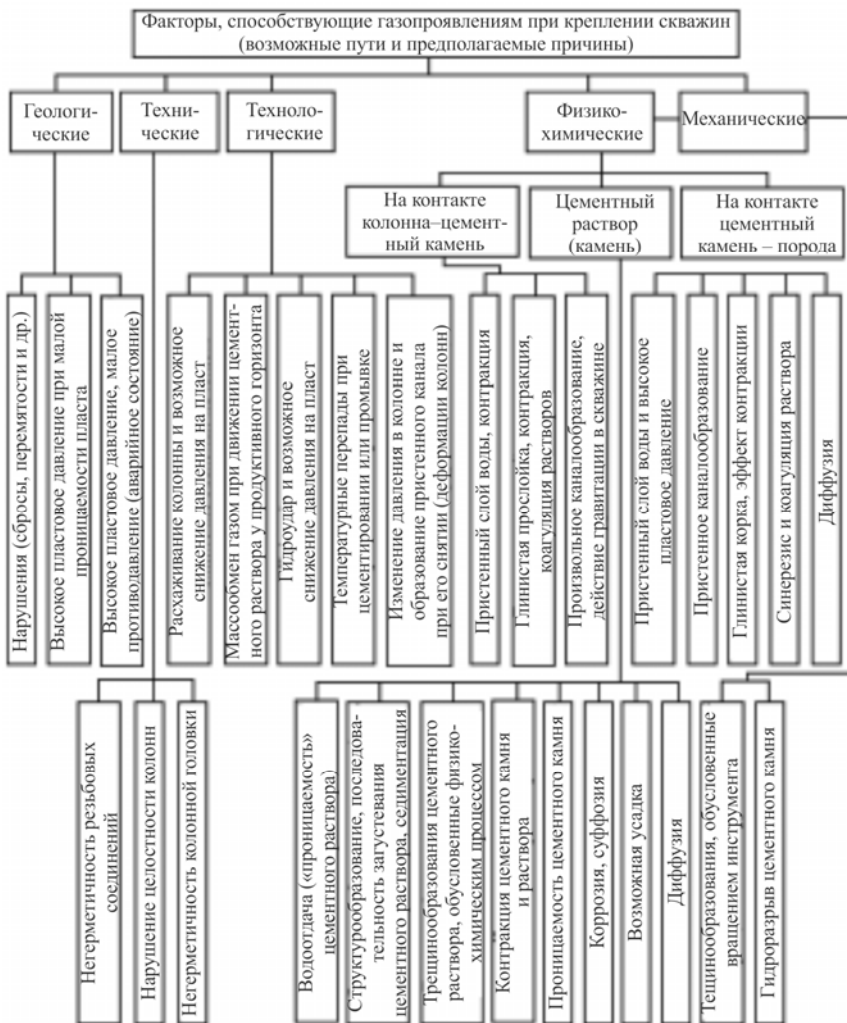


Рис. 45. Классификация газопоявлений при креплении скважины

Природа заколонных проявлений после цементирования обсадных колонн экспериментально пока еще слабо изучена, и известны только попытки ее объяснения на основе общих представлений и промыслового материала.

Анализ многочисленных случаев по газопроявлениям показывает, что в процессе ожидания затвердевания цементного раствора и вскоре после него газ может поступать в заколонное пространство и далее к устью скважины независимо от ряда технологических факторов, которые считают способствующими этому процессу или его тормозящими.

Данные практики показывают, что газопроявления в процессе ОЗЦ или после него значительно чаще проявляются там, где обращается недостаточное внимание на технологию цементирования, где применяют только чистый цемент, где наряду с недостаточным вытеснением бурового раствора обеспечивается большая высота подъема цементного раствора и т.д.

Вместе с тем замечено, что газопроявления при прочих равных обстоятельствах значительно реже прослеживаются при использовании цементно-песчаных, цементно-бentonитовых и шлакопесчаных растворов, при расхаживании колонн в процессе цементирования и обеспечения проведения определенного комплекса цементировочных работ.

С учетом существующих мнений о путях движения газа в заколонном пространстве скважины можно выделить следующие места возникновения потенциальных каналов:

- трещины и перемятости пород (в первую очередь при возникновении грифонов);
- участки, заполненные невытесненным буровым раствором;
- участки стенок скважины, где осталась сформированная глинистая корка с последующим ее разрушением;
- зазоры, возникающие на границах обсадная колонна – цементный камень и цементный камень – стенка скважины в результате выделившейся из цементного раствора воды (с последующим ее поглощением твердеющим цементным раствором);
- щель, заполненная водой на границе между глинистой коркой (буровым раствором) и цементным раствором (камнем);

- каналы, образованные поднимающимся по цементному раствору газом;

- капилляры, пронизывающие схватившийся, но еще не затвердевший цементный раствор и образованные в результате наличия в нем избыточной воды (по сравнению с необходимым ее количеством для химического процесса соединения цемента с водой);

- каналы, образовавшиеся в цементном растворе в результате водоотделения на контакте с другими поверхностями или в его массе;

- трещины в цементном камне.

Изучение причин, способствующих возникновению газопроявлений в скважинах при цементировании обсадных колонн, позволило наметить классификацию факторов, приводящих к газопроявлениям (см. рис. 45).

При составлении классификации учитывалось, что некоторые факторы, способствующие возникновению газопроявлений, в одинаковой мере относятся к двум классифицирующим группам, другие могут считаться весьма сомнительными, но они рассмотрены, потому что некоторые из них, как отмечают исследователи и производственники, возможно, играют некоторую роль в газопроявлениях.

В основу классификации взято разделение всех факторов, способствующих газопроявлениям, на пять групп:

- геологические;
- технические;
- технологические;
- физико-химические;
- механические.

Данная классификация охватывает весь процесс крепления скважин от начала прокачивания тампонажного раствора в скважину до окончания времени его затвердения с последующим пребыванием в заколонном пространстве.

Вместе с тем следует учитывать, что для возникновения и развития газопроявления должны выполняться два условия:

- наличие перепада давления (в случае газа — необязательно);
- возможность образования канала для движения газа (или другого флюида).

Для оценки этих факторов (см. рис. 45) необходимы анализ и оценка их приоритетности в каждом конкретном случае с учетом прогресса в решении указанной проблемы.

3.8.7. Методы и признаки обнаружения газонефтеводопроявлений

Газоводонефтепроявления обнаруживаются по прямым и косвенным признакам. Прямые признаки указывают на поступление пластового флюида в ствол скважины, а косвенные — сигнализируют о возможном проявлении.

Прямые признаки ГНВП:

- увеличение объема (уровня) бурового раствора в приемной емкости;
 - повышение расхода (скорости) выходящего потока бурового раствора из скважины при неизменной подаче буровых насосов;
 - перелив из скважины при отсутствии циркуляции;
 - уменьшение против расчетного объема бурового раствора, доливаемого в затрубное пространство скважины при подъеме буровой колонны;
 - увеличение против расчетного объема бурового раствора в приемной емкости при спуске буровой колонны;
 - повышение газосодержания в буровом растворе.
- Косвенные признаки возможного возникновения ГНВП:
- увеличение механической скорости проходки;
 - изменение параметров бурового раствора;
 - изменение давления на буровых насосах.

Можно отметить еще несколько признаков, указывающих на начало проявления, но здесь приведены те, информативность которых более значительна.

Увеличение объема бурового раствора в приемной емкости.

Контролируют объем (уровень) в приемных емкостях насосов и общий объем бурового раствора в запасных емкостях показывающим прибором с одновременной регистрацией, а также со звуковой и световой сигнализацией в аварийных ситуациях.

За исходный уровень бурового раствора в приемных емкостях принимают уровень, установившийся после восстановления нормальной круговой циркуляции. При химической обработке, утяжелении и других операциях необходимо учитывать введение в буровой раствор объемов материалов и корректировать положение исходного уровня раствора в емкости.

Контроль расхода (скорости) выходящего потока бурового раствора индикатором потока в открытой желобной системе либо магнитными датчиками, устанавливаемыми на выкидном трубопроводе. Обычно считают показатель, определяющий количество бурового раствора, протекающего в единицу времени на выходе, наиболее подходящим параметром для обнаружения аномальных условий в скважине за возможно короткий период. С этим можно согласиться, как это будет показано ниже, если проявление окажется большой интенсивности. Как показали исследования, при бурении на суше наиболее надежное проявление фиксируется при поддержании чувствительности на уровне $\pm 1,5$ л/с. При этом аварийные сигналы по ошибке возникали лишь при больших изменениях в объеме течения, например при наращивании инструмента, включении и отключении насоса. При бурении с плавучих буровых установок чувствительность возрастает до 3,2 л/с из-за вертикальных перемещений судна.

Результаты измерения расхода (скорости) потока на выходе необходимо сопоставить с результатами измерений уровня приемных емкостей. Повышение расхода приводит к увеличению уровня в приемных емкостях.

Уменьшение против расчетного объема бурового раствора, доливаемого в скважину при подъеме буровой колонны. Наиболее приемлемым способом контроля за состоянием скважины при подъеме буровой колонны является периодический долив в затрубное пространство.

Объем доливаемого в скважину бурового раствора обычно считают равным объему металла поднятой из скважины колонны буровых труб. Но на самом деле он существенно превышает его на величину объема пленки бурового раствора, остающейся на внутренней поверхности труб, а также за счет фильтрации бурового раствора.

Увеличение объема бурового раствора против расчетного в приемной емкости при спуске буровой колонны. При отсутствии притока из пласта объем вытесненной из скважины жидкости при спуске труб соответствует объему спущенного металла и корки бурового раствора на нем. Если он превышает расчетный объем спущенных труб и из скважины наблюдается непрекращающийся перелив, то это свидетельствует о поступлении пластового флюида в ствол скважины.

Для обеспечения контроля вытесняемый буровой раствор должен направляться в приемную емкость с уровнем или тарировочными рейками. Остальные приемные емкости отключаются.

Газосодержание в буровом растворе. Буровой раствор во время промывки и бурения должен контролироваться приборами для определения содержания газа, а при бурении разведочных скважин в предполагаемых продуктивных зонах количественный и компонентный состав газа определяется газокаротажной станцией.

Объем газа в буровом растворе должен регистрироваться в функции времени, а при его предельной концентрации должно быть оповещение звуковой и световой сигнализацией.

Появление или увеличение в буровом растворе газа, обнаруженного при выходе его на поверхность, т.е. в тот момент, когда пластовый флюид прошел всю скважину, нельзя считать ранним. Но выход газированного бурового раствора, не сопровождаемый увеличением уровня в приемных емкостях и скорости выходящего раствора, указывает:

- на бурение проницаемого газоносного пласта буровым раствором заданной плотности. В этом случае газ поступает из выбуренной породы, и если дегазатор не справляется с отделением его, то снижают механическую скорость проходки;

- разбуривание ореольной зоны пласта с АВПД либо пласта низкой проницаемости, но с давлением выше забойного;
- появление газированного раствора всегда требует усиления контроля над поведением скважины в процессе ее углубления.

Если же в процессе наращивания инструмента в результате эффекта поршневания в призабойную зону скважины поступает газ, то он фиксируется на устье в виде пиковых увеличений газосодержания относительно фоновых уровней с запаздыванием, равным времени выноса на поверхность забойной пачки. Наличие «газа наращивания» не требует немедленного утяжеления бурового раствора.

Наличие газа только в забойной пачке, наблюдаемое после спуска бурильной колонны и промывки, как правило, не приводит к выбросу. Если подход разгазированной забойной пачки к устью скважины приводит к снижению давления в бурильных трубах и расплескиванию бурового раствора вокруг устья, то вымывать ее следует при закрытом устье через регулируемый дроссель.

Поступление пластовых флюидов (чаще всего газа) в скважину, не приводящее к переливу бурового раствора, практически не снижает забойного давления.

Выход из скважины газированного раствора, сопровождающийся повышением уровня в приемных емкостях, требует повышения плотности бурового раствора и принятия мер по ликвидации начавшегося более интенсивного проявления.

Изменение скорости бурения. Скорость бурения обусловлена многими факторами, в том числе и изменением плотности пород за счет их разуплотнения аномально высоким пластовым давлением и развитостью систем трещин. Вскрытие долотом разуплотненных пород или пород с хорошо развитой системой трещин ведет к увеличению механической скорости бурения. В первом случае оно свидетельствует о входе в горизонт, у которого пластовое давление приближается к забойному или превышает его. Разрушение пород с хорошо развитой трещиноватостью может привести к поглощению бурового раствора и снижению забойного давления на вышележащие пласты. И в этом, и в другом случае создаются условия, когда пластовый флюид может поступить в скважину.

При приближении к пласту, из которого флюид может поступать в скважину, следует вести не только механический каротаж, но и усилить внимание на его изменение.

При увеличении механической скорости проходки $V_{\text{мех}}$ в малоизученной части разреза более чем вдвое бурение следует прекратить и в течение одного цикла циркуляции промывать скважину, контролируя при этом уровень бурового раствора в приемных емкостях и давление на стояке.

Изменение давления на буровых насосах. Поступление пластового флюида в буровой раствор изменяет гидродинамическую характеристику скважины, что отражается на показаниях манометров, установленных на нагнетательной линии. В начальный момент проявления давление на буровых насосах может возрастать. При малой интенсивности флюидопроявления это начальное увеличение может остаться незамеченным. В дальнейшем по мере развития проявления давление в нагнетательной линии будет уменьшаться. Наличие притока в скважину пластового флюида проверяют при остановленных насосах по наблюдаемому переливу бурового раствора по желобной системе, а при закрытой скважине — по появлению и росту избыточного давления на стояке и в затрубном пространстве.

Изменение показателей бурового раствора. Поступление пластового флюида в буровой раствор приводит к изменению его показателей: водоотдачи, плотности, вязкости, статического и динамического напряжений сдвига, удельного сопротивления, концентрации хлоридов, температуры и др. Необходимо помнить, что причиной отклонения от заданных свойств бурового раствора являются и другие факторы.

Информация об изменении указанных показателей приходит с запаздыванием на время, требуемое для возвращения на поверхность бурового раствора.

Для оперативного контроля за ходом строительства скважины используются станции геолого-технологического контроля. При этом измеряются основные параметры и показатели. Станция геолого-технического контроля (ГТИ) представляет собой информационно-измерительную систему, обеспечивающую непре-

рывное получение данных об изменении физических параметров анализируемых сред и объектов на всех этапах строительства скважины:

- глубина скважины и механическая скорость проходки;
- масса на крюке и нагрузка на долото;
- давление бурового раствора на стояке манифольда;
- давление бурового раствора в затрубном пространстве;
- число ходов бурового насоса;
- расход бурового раствора на выходе из скважины;
- уровень и объем бурового раствора в приемных емкостях;
- скорость спуска и подъема бурового инструмента;
- плотность бурового раствора на входе и выходе из скважины;
- скорость вращения ротора;
- крутящий момент на роторе при роторном бурении;
- температура раствора на входе и выходе из скважины;
- удельное сопротивление бурового раствора;
- объемное газосодержание бурового раствора;
- измерение компонентного состава углеводорода газа и воздушной смеси.

Система мониторинга технического состояния бурового оборудования. Система мониторинга технического состояния бурового оборудования предназначена для обнаружения отклонений состояния бурового оборудования от нормального для конкретного технологического процесса строительства скважины с целью предотвращения возможных осложнений, простоев и аварий. Система мониторинга технического состояния бурового оборудования использует информацию от датчиков технологических параметров процесса бурения. Эта информация обрабатывается по соответствующим алгоритмам с целью выявления отклонений в состоянии оборудования.

Система мониторинга технического состояния бурового оборудования должна обеспечивать:

- определение промыва бурового инструмента;
- контроль движения бурильной колонны в реальном времени;
- контроль недопустимых разгрузок инструмента и ударов о забой;
- контроль затяжек и посадок инструмента;

- непрерывное определение коэффициента гидравлических потерь в скважине;
- определение наработки талевого каната;
- определение наработки сменных узлов буровых насосов;
- суммарное число оборотов долота.

Система раннего обнаружения газопроявлений. Система раннего обнаружения газопроявлений устанавливается на буровой и должна обеспечивать повышение безопасности буровых работ за счет обнаружения выбросоопасных объемов газа в затрубном пространстве бурящейся скважины до выхода его на дневную поверхность.

Система раннего обнаружения газопроявлений основана на изменениях акустических свойств бурового раствора за счет попадания в него газа из пластов-коллекторов (изменение амплитуды пульсаций и скорости прохождения акустической волны, создаваемой работой поршневых буровых насосов или специального забойного генератора гидравлических импульсов).

Система раннего обнаружения газопроявлений состоит из двух датчиков динамического давления, установленных в линии высокого давления на входе в скважину и в затрубном пространстве на выходе из скважины.

Система анализирует амплитуды и спектр пульсаций давления, определяет отношение амплитуд пульсаций и их сдвиг по фазе, формирует сигнал наличия газа в затрубном пространстве.

Имеется также система определения физико-химических свойств бурового раствора.

3.8.8. Раннее обнаружение газонефтеводопроявлений

Контроль над поступлением пластового флюида в ствол скважины в процессе бурения осуществляют по увеличению объема (уровня бурового раствора в приемной емкости), газосодержания в буровом растворе, по повышению скорости проходки и изменению параметров бурового раствора (косвенные признаки). Увеличение объема притока пластового флюида в ствол скважины не должно

превышать допустимую величину $V_{\text{доп}}$ (допустимый объем), которую устанавливают равной $1/2 V_{\text{ж}}$ (предельный объем), но не более $1,5 \text{ м}^3$.

Рост скорости восходящего потока бурового раствора на десять и более процентов при установленной подаче бурового насоса свидетельствует о проявлении большой интенсивности. При увеличении содержания газа в буровом растворе на пять и более процентов принимают меры по его дегазации и выявляют причины его появления.

При промывках после прекращения бурения проявление распознают по прямым признакам.

При наращивании бурильной колонны проявление обнаруживают визуально по продолжающемуся движению бурового раствора в желобной системе. Следует иметь в виду, что за счет сжимаемости и вязкоупругих свойств буровых растворов после остановки насосов из скважины вытекает определенное количество жидкости, и это не является признаком проявления.

После окончания бурения и при отсутствии промывки, когда забойное давление снижается на величину гидравлических сопротивлений в затрубном пространстве, проявление обнаруживается по началу перелива из скважины.

Во время промывок после спуска бурильной или обсадной колонны или длительной остановки циркуляции проявление распознают по снижению давления на буровых насосах (косвенный признак), увеличению объема бурового раствора в приемных емкостях, расхода (скорости) выходящего потока бурового раствора и по повышению газосодержания в нем (прямые признаки).

Обнаружение ГНВП при СПО. Проявление, начавшееся в процессе поднятия бурильной колонны, распознают по уменьшению объема бурового раствора, доливаемого в затрубное пространство, по сравнению с объемом металла труб, извлекаемых из скважины, и объемов бурового раствора, остающегося на внутренних стенках труб в виде пленки. Если для очистки не используют обтираторы, то учитывают и объем пленки на наружной поверхности труб.

Если при подъеме труб будет установлено, что объем доливаемой жидкости (V_d) уменьшился по сравнению с соответствующим контрольным замером на величину $V_{\text{доп}} = 1/4 V_{\text{ж}}$ (но не более $0,5 \text{ м}^3$), то необходимо остановить подъем и немедленно приступить к ликвидации начавшегося проявления.

В процессе спуска бурильной и обсадной колонн начавшееся проявление распознают по увеличению объема в приемной емкости бурового раствора против объема вытеснения (V_v).

Увеличение объема в приемной емкости на $1/4 V_{\text{ж}}$, или на $0,5 \text{ м}^3$ против контрольного объема указывает на начало ГНВП.

При отсутствии циркуляции бурового раствора в скважине, в том числе при полностью поднятой колонне, геофизических и ремонтных работах, ГНВП обнаруживают по движению жидкости в желобной системе. При этом не допускают увеличения объема бурового раствора в приемной емкости более чем на $1/4 V_{\text{ж}}$ (не больше $0,5 \text{ м}^3$).

Обнаружение ГНВП при поглощении бурового раствора.

Проявление после поглощения при остановленных насосах обнаруживают по движению бурового раствора по желобу, а при закрытом превенторе — по росту давления в затрубном пространстве и в трубах.

При поглощениях с падением уровня ниже устья постоянно доливают скважину буровым раствором (в том числе облегченным) или водой и контролируют уровень в затрубном пространстве. Добиваются подъема уровня жидкости до устья.

К подъему бурильной колонны выше башмака обсадной колонны приступают только после заполнения скважины до устья буровым раствором. Особенно тщательно ведут контроль над скважиной по объему доливаемого бурового раствора, сопоставляют его с объемом поднимаемого металла труб и пленки бурового раствора на них. Подъем немедленно прекращают, если не будет долито в скважину $0,5 \text{ м}^3$ бурового раствора против контрольной величины. Приступают к спуску бурильной колонны с контролем вытесняемого бурового раствора.

3.8.9. Ликвидация газонефтеводопроявлений

Для разработки эффективных методов ликвидации ГНВП при обнаружении проявлений нужны рациональные и последовательные решения.

Одни и те же внешние признаки ГНВП могут быть обусловлены разными причинами. Так, например, перелив раствора может происходить при вскрытии высоконапорного горизонта в процессе бурения или при подходе к устью пачки газированного раствора.

Газирование раствора может быть из-за поступления газа с выбуренной породой, недостаточной плотности раствора, а также протекания в растворе физико-химических и механических процессов.

Таким образом, решения, принимаемые в каждом конкретном случае, должны вытекать из сложившейся ситуации с учетом причин ее возникновения и позволить ликвидировать опасность.

При обнаружении проявления для быстрого и правильного принятия решений предлагается схема рациональной последовательности действий при наиболее типичных обстоятельствах.

На рис. 46 указана последовательность решений при обнаружении проявлений во время углубления скважины.

Способы ликвидации газонефтеводопроявлений. Для контроля проявляющей скважины в настоящее время используется, за исключением особых обстоятельств, *метод уравновешенного пластового давления*, характеризующийся тем, что в течение всего процесса ликвидации проявления поддерживается постоянное забойное давление, несколько превышающее пластовое. Благодаря этому предотвращается поступление пластового флюида, вместе с тем скважина не перегружается чрезмерным давлением. Применение указанного метода способствует максимальному сокращению времени глушения, минимальной затрате материалов, обеспечивает целостность обсадных колонн и пород открытой части разреза, уменьшает загрязнение вскрытого пласта.

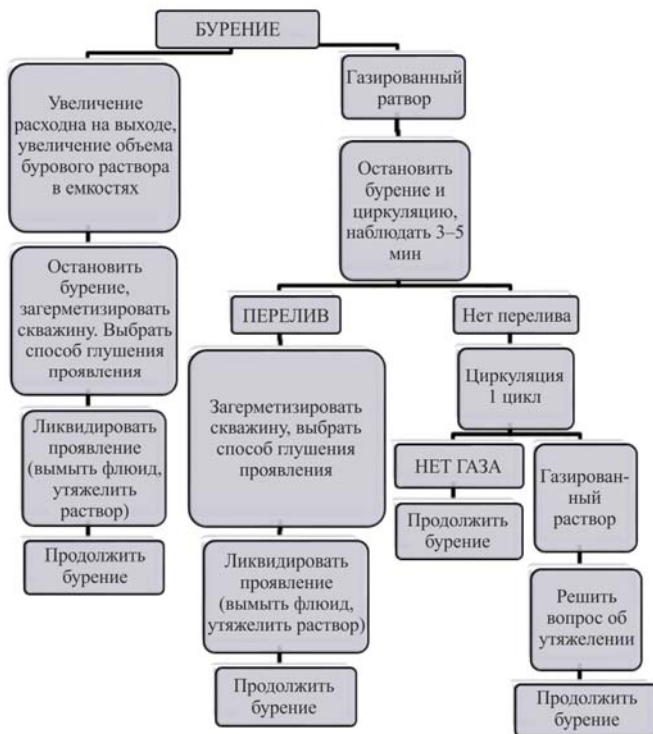


Рис. 46. Последовательность решений при обнаружении проявлений во время углубления скважины

Сохранение при ликвидации проявления постоянного давления на забое скважины возможно благодаря тому, что колонна буровых труб в скважине и затрубное пространство действуют как система сообщающихся сосудов, в которой, как известно, давление в различных коленах взаимно уравновешено. Исходя из этого, для скважины можно записать следующее уравнение баланса значений давления при вымыве флюида:

$$P_n + \rho_{\text{бр}} g H - P_{\text{гст}} = \rho_{\text{бр}} g (H - L_{\text{ф}}) + \rho_{\text{ф}} g L_{\text{ф}} + P_{\text{гск}} + P_{\text{к изб}}, \quad (1)$$

где P_n – давление на насосах;

H – глубина скважины (буровая колонна опущена до забоя);

$L_{\text{ф}}$ – высота столба флюида;

$\rho_{\text{бр}}$ – плотность бурового раствора;

$\rho_{\text{ф}}$ – плотность флюида;

$P_{\text{гст}}$ – потери давления на трение в бурильных трубах;

$P_{\text{гск}}$ – потери давления на трение в кольцевом пространстве;

$P_{\text{к изб}}$ – избыточное давление на устье скважины в кольцевом пространстве.

Как левая, так и правая часть уравнения (1) выражает забойное давление, однако значима левая, поэтому запишем:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{н}} + \rho_{\text{бр}} g H - P_{\text{гст}} = \text{const.} \quad (2)$$

Это условие выполняется, если, имея постоянную плотность раствора, поддерживать неизменной подачу насосов. Тогда автоматически остаются постоянными потери на трение $P_{\text{гст}}$ и, следовательно, давление на насосах. Таким образом, чтобы сохранить постоянным давление на забое, необходимо при постоянной плотности бурового раствора поддерживать неизменным давление в бурильных трубах (на насосе).

Если плотность бурового раствора в бурильных трубах не остается постоянной в результате того, что при вымыве флюида закачивается более тяжелый раствор, условие (2) приобретает вид

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{н}} + \rho_{\text{бр1}} g L_1 + \rho_{\text{бр2}} g L_2 + P_{\text{гст}}^* + P_{\text{гст}}^{**} = \text{const}, \quad (3)$$

где $\rho_{\text{бр1}}$ – плотность первоначального бурового раствора;

$\rho_{\text{бр2}}$ – плотность утяжеленного бурового раствора;

$P_{\text{гст}}^*$ и $P_{\text{гст}}^{**}$ – потери давления на участках движения исходного и утяжеленного растворов соответственно;

L_1 и L_2 – значения высоты столбов бурового раствора плотностью соответственно $\rho_{\text{бр1}}$ и $\rho_{\text{бр2}}$.

Для выполнения условия (3) необходимо регулировать давление на насосах так, чтобы оно менялось пропорционально изменению высоты исходного и утяжеленного раствора в бурильной колонне. При этом давление $P_{\text{н}}$ по мере закачивания утяжеленного раствора постоянно снижается. Условие постоянства подачи насосов остается в силе.

Несмотря на то, что метод уравновешенного пластового давления предусматривает только один режим регулирования забойного давления, имеется целый ряд способов его практического осуществ-

вления. Они различаются между собой очередностью операций по утяжелению бурового раствора в общем технологическом цикле процесса глушения, а также его плотностью (утяжелен или нет) в первом цикле, циркуляцией при вымывании пластового флюида. Отмеченные различия, в свою очередь, определяют особенности регулирования давления в скважине.

Наиболее известны следующие три варианта метода уравновешенного пластового давления:

1. Способ ожидания и утяжеления. После обнаружения проявления закрывают скважину и приступают к утяжелению бурового раствора в приемных емкостях, а затем по окончании производят глушение скважины вымыванием на поверхность поступившего флюида утяжеленным до необходимой плотности раствором.

2. Способ непрерывного глушения (циркуляция и утяжеление). Без промедления начинают вымывание пластового флюида из скважины с одновременным увеличением плотности циркулирующего бурового раствора при максимально возможной скорости утяжеления. Циркуляция продолжается, пока плотность бурового раствора не будет повышена до значения, необходимого для глушения скважины.

3. Двухстадийный способ (постоянного давления в буровых трубах). На первой стадии сразу после закрытия скважины вымывают из нее пластовый флюид раствором с той же плотностью, при которой возникло проявление. Затем при герметизированном устье скважины и остановленных насосах увеличивают плотность бурового раствора в приемных емкостях до необходимого значения. На второй стадии окончательно глушат скважину циркуляцией утяжеленного бурового раствора. Утяжеление раствора при этом возможно одновременно с операцией вымыва пластового флюида, для чего используются запасные емкости.

Способ ожидания и утяжеления позволяет ликвидировать проявление за один цикл промывки. Этот метод обеспечивает минимальное давление на устье скважины во время вымывания флюида. Однако скважина продолжительное время находится под давлением без циркуляции, всплывание газа при этом повышает

сложность ситуации, что требует высокой квалификации исполнителей для оперативного анализа и принятия решения.

Двухстадийный способ является наиболее простым. Вымывание флюида начинается немедленно после закрытия скважины, без проведения каких-либо сложных расчетов процессов регулирования. Вместе с тем при его использовании возникает наиболее высокое давление в обсадной колонне, и для глушения скважины требуется не менее двух полных циклов циркуляции бурового раствора.

Способ непрерывного глушения, как и двухстадийный, обеспечивает минимальное время нахождения скважины без промывки, но ввиду меняющейся плотности закачиваемого бурового раствора он характеризуется наиболее сложным регулированием давления в бурильных трубах для поддержания постоянного давления на забое. Давление в обсадных трубах и у башмака обсадной колонны принимает промежуточные значения относительно двух первых способов.

Метод ступенчатого глушения скважин. В тех случаях, когда обнаруживается, что после закрытия скважины или в процессе вымывания флюида давление в кольцевом пространстве нарастает и становится выше допустимого предела, определяемого прочностью противовыбросового оборудования, обсадной колонны, прочностью пород на гидроразрыв, применяется метод ступенчатого глушения скважины, называемый также *методом ограничения (или низкого) давления на дросселе*. Ступенчатый метод может быть применен также и для того, чтобы предотвратить ухудшение коллекторских свойств продуктивных малопроницаемых пластов во время глушения.

Сущность его заключается в том, что в периоды пикового увеличения давление на устье ограничивается допустимым значением. Давление на забое снижается, и в скважину поступает очередная порция флюида, которая вымывается в следующем цикле циркуляции. Максимальное (пиковое) давление при этом снижается. Операция ограничения давления перед дросселем повторяется до тех пор, пока устьевое пиковое давление не окажется в допустимых пределах.

Задавливание поступившего в скважину флюида обратно в пласт может производиться лишь в случае, когда отсутствует возможность восстановить циркуляцию вследствие закупорки буровых труб или когда буровая колонна поднята из скважины. Этот метод ликвидации проявлений является предпочтительным в случаях, когда пластовый флюид содержит агрессивные примеси (например, сероводород).

Если же скважина не может быть промыта (отключение электроэнергии, закупорка труб, долота и т.д.), для контроля проявляющей скважины используется *метод стравливания, или объемный*, который является временной мерой и предназначен для ограничения роста забойного и устьевого давления посредством периодического выпуска, т.е. стравливания определенного объема бурового раствора из скважины. После восстановления возможности начать круговую промывку скважина должна быть заглушена одним из способов уравновешенного пластового давления.

3.8.10. Глушение газонефтеводопроявлений при нахождении долота на забое (проявление обнаружено при углублении скважины)

Для герметизации скважины выполняют следующие работы:

- останавливают вращение ротора;
- поднимают рабочую трубу так, чтобы в зоне трубных плашек превенторов находилась гладкая часть трубы;
- останавливают насос (насосы);
- открывают гидроуправляемую задвижку на линии глушения;
- закрывают превентор (предпочтительно универсальный);
- закрывают задвижку прямого сброса на линии глушения;
- медленно закрывают дроссель на линии глушения.

Избыточное давление в буровых трубах и затрубном пространстве определяют через 10–15 мин после герметизации устья скважины и регистрируют:

- избыточное давление в буровой колонне $P_{\text{т изб}}$;
- избыточное давление в затрубном пространстве $P_{\text{к изб}}$;
- увеличение объема раствора в приемной емкости V_0 (с учетом сжимаемости бурового раствора).

V_0 является объемом притока пластового флюида и в дальнейшем используется для оценки максимальных значений ожидаемого давления в затрубном пространстве при глушении скважин. Период наблюдения за давлением на устье скважины после ее закрытия обусловлен насыщением околоствольной зоны, истощенной при проявлении. Повышение давления в первый период (10–15 мин) связано именно с притоком пластового флюида к забою. Последующее увеличение давления связано с дополнительным сжатием вследствие миграции газа в кольцевом пространстве.

На рис. 47 показано изменение давления в случае притока пластового флюида.



Рис. 47. Изменение давления в случае притока пластового флюида

Повышение давления на устье вследствие миграции пластового газа не должно учитываться для оценки $P_{т изб}$ и $P_{к изб}$.

Если газовый пласт малопроницаем, то повышение давления на устье вследствие миграции и насыщения приствольной зоны накладывается, и тогда правильное значение $P_{т изб}$ и $P_{к изб}$ затруднено для оценки основных параметров глушения скважины.

Прямое измерение давления в бурильных трубах при наличии обратного клапана невозможно, но для того, чтобы оценить $P_{пл}$ и чтобы знать $P_{т изб}$, необходимо при минимальной подаче насосов зафиксировать скачок давления в кольцевом пространстве, который укажет на открытие клапана.

Расчет плотности бурового раствора для глушения скважины. На рис. 48 приведена схема определения плотности бурового раствора для глушения скважины. Исходные данные для расчета:

$\rho_{бр}$ – плотность бурового раствора, на котором велось бурение;

$H_{шт}$ – глубина залегания проявляющего горизонта;

$P_{т\text{ изб}}$ – избыточное давление в бурильной колонне;

$P_{к\text{ изб}}$ – избыточное давление в кольцевом пространстве;

$H_{ф}$ – высота столба флюида в кольцевом пространстве;

$\rho_{ф}$ – плотность флюида.

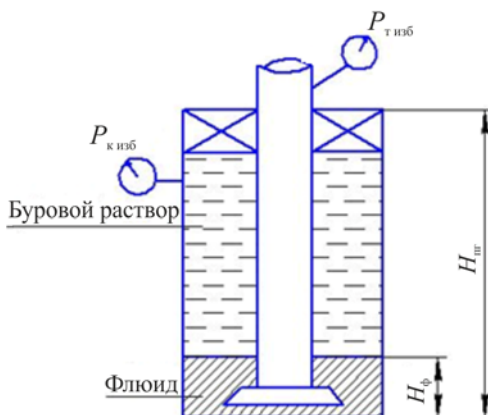


Рис. 48. Определение плотности бурового раствора для глушения скважины

При возникновении признаков поступления флюида в кольцевое пространство скважина герметизируется.

Если бурильные трубы заполнены буровым раствором до закрытия скважины, то пластовый флюид может поступать только в кольцевое пространство между бурильными трубами и стволом скважины.

Таким образом, жидкость внутри бурильных труб – это первоначальный буровой раствор $\rho_{бр}$, а в кольцевом пространстве находится смесь бурового раствора и флюидов, плотность которой неизвестна. Пластовые флюиды будут поступать в кольцевое пространство скважины до тех пор, пока гидростатическое давление бурового раствора и $P_{т\text{ изб}}$, а также давление смеси жидкости в

кольцевом пространстве и $P_{\text{к изб}}$ не будут равны пластовому. Когда значения давления сравниваются, дальнейшее поступление флюида прекратится, а $P_{\text{т изб}}$ и $P_{\text{к изб}}$ примут постоянные значения. Значения первоначального давления в закрытой скважине ниже, чем окончательное стабилизированное давление после закрытия скважины. Для достижения стабильного давления должно пройти время.

$P_{\text{т изб}}$ – это величина, на которую пластовое давление превышает гидростатическое давление бурового раствора в бурильной колонне. Таким образом, бурильные трубы можно считать манометром для измерения давления на забое, который показывает разницу между значениями пластового и гидростатического давления бурового раствора. Для кольцевого пространства значение гидростатического давления точно неизвестно, так как часть кольцевого пространства заполнена буровым раствором плотностью $\rho_{\text{бр}}$, а другая – флюидом. Плотность и высота столба пластового флюида неизвестны, что не дает возможности точно определить забойное давление по данным значений давления в кольцевом пространстве:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{к изб}} + \rho_{\text{бр}}(H - H_{\text{ф}})g + \rho_{\text{ф}}H_{\text{ф}}g.$$

Для бурильных труб справедливо следующее уравнение:

$$P_{\text{пл}} = P_{\text{т изб}} + \rho_{\text{бр}}Hg.$$

Значения давления для бурильной колонны на устье могут быть использованы для расчета пластового давления.

Из уравнения можно найти плотность утяжеленного бурового раствора $\rho_{\text{бр1}}$, необходимую для уравнивания пластового давления.

$$\text{Справедливо } P_{\text{пл}} = \rho_{\text{бр1}}Hg, \text{ откуда } \rho_{\text{бр1}} = \frac{P_{\text{пл}}}{Hg};$$

$$\text{или } \rho_{\text{бр1}} = \rho_{\text{бр}} + \frac{P_{\text{т изб}} + \Delta P}{Hg},$$

где ΔP – превышение избыточного давления при глушении скважины, которое создается на дросселе.

Скважину можно заглушить, заменяя первоначальный буровой раствор плотностью $\rho_{\text{бр}}$ утяжеленным раствором плотностью $\rho_{\text{бр1}}$. Давление $P_{\text{к изб}}$ играет главную роль в процессе глушения скважины. Величину $P_{\text{к изб}}$ необходимо постоянно контролировать на поверхно-

сти для предотвращения разрыва обсадной колонны и пласта ниже башмака обсадной колонны на разрыв от внутреннего давления. Кроме того, для данной глубины спуска предыдущей обсадной колонны пласт ниже башмака имеет определенную прочность, которая рассчитывается как произведение глубины установки башмака обсадной колонны на градиент давления вышележащих пород, равного $2,6 \cdot 10^{-2}$ МПа. Таким образом, максимально допустимое значение $P_{\text{к изб}}$ определяется прочностью пласта.

Давление в бурильных трубах после достижения утяжеленного бурового раствора $P_{\text{к}}$ долота рассчитывают по формуле

$$P_{\text{к}} = P_{\text{гс}} \frac{\rho_{\text{к}}}{\rho_{\text{н}}}.$$

$P_{\text{к}}$ устанавливают опытным путем.

Закачивают утяжеленный раствор при постоянной, ранее установленной подаче, поддерживая дросселем давление в затрубном пространстве $P_{\text{к изб}}$ также постоянным. Давление в бурильных трубах при этом уменьшается. После закачивания в скважину утяжеленного раствора в объеме, равном внутреннему объему бурильных труб (эту величину рассчитывают заранее), фиксируют давление в бурильных трубах, которое и будет $P_{\text{к}}$. Установленное с помощью указанной процедуры давление в бурильных трубах $P_{\text{к}}$ необходимо поддерживать в процессе последующей работы.

Избыточное давление в затрубном пространстве меняется только в целях обеспечения этого условия.

Продолжают вести закачивание до тех пор, пока утяжеленный буровой раствор не выйдет на поверхность. При этом постепенно увеличивают проходное отверстие дросселя до полного его открытия и снижения противодействия до нуля в конце глушения ГНВП.

Выбор подачи насосов и давления в бурильной колонне. С момента начала вымыва через манифольд до окончания глушения скважины забойное давление поддерживают постоянным, используя для этого дроссель. Если давление на выкиде насоса и скорость нагнетания поддерживать постоянными при неизменной плотности бурового раствора, то давление на забое не будет меняться.

Давление на насосе (P_n) определяют расчетным путем. Оно равно давлению в бурильных трубах при закрытой скважине ($P_{т\text{ изб}}$) плюс гидравлические сопротивления в системе ($P_{гс}$) при выбранной подаче насосов и плюс ΔP для поддержания превышения забойного давления над пластовым на дросселе:

$$P_n = P_{т\text{ изб}} + P_{гс} + \Delta P,$$

где ΔP – превышение забойного давления над пластовым, принимают не более 1,5 МПа.

Гидравлические сопротивления $P_{гс}$:

- измеряют в процессе бурения при одном и двух работающих насосах;
- пересчитывают, зная давление на выкиде насоса в процессе бурения.

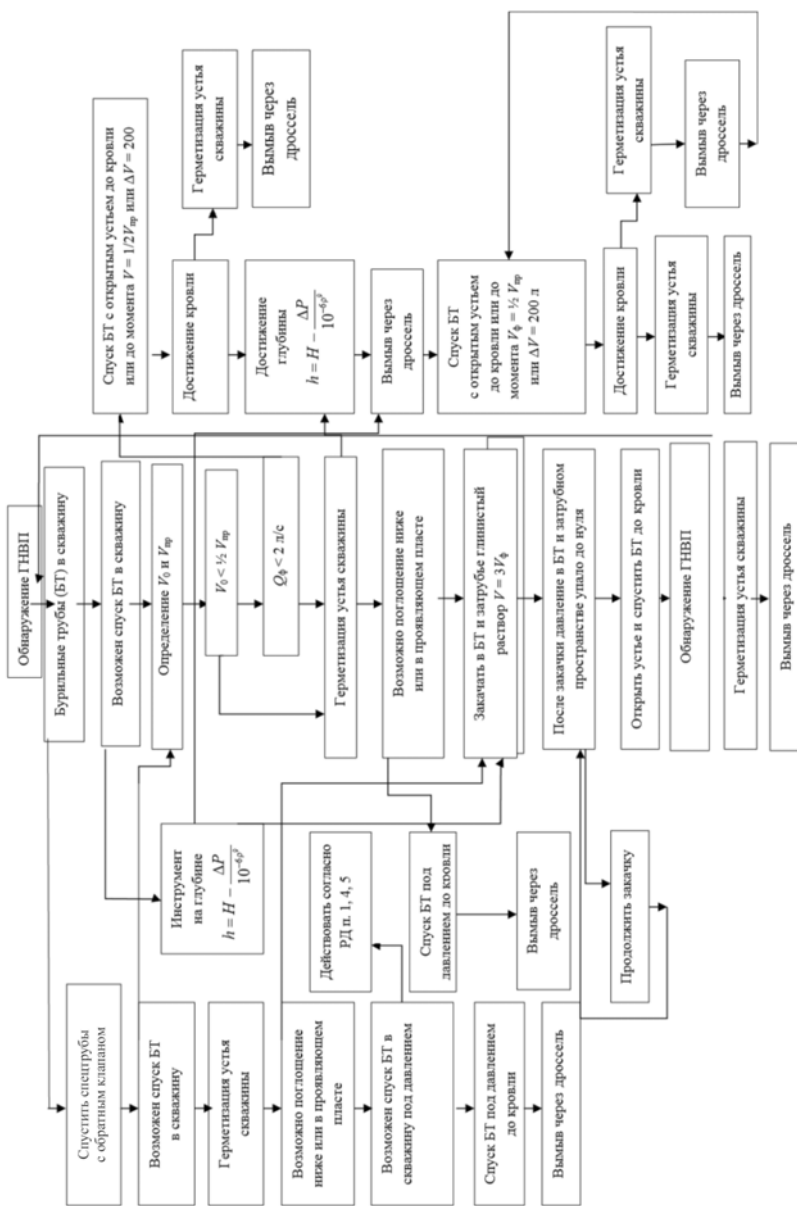
Начальное давление циркуляции P_n также устанавливают опытным путем. Начинают закачивать в трубы буровой раствор с подачей, при которой решено глушить скважину. Одновременно с пуском насоса (насосов) по мере роста давления в затрубном пространстве открывают регулируемый дроссель, чтобы противодействие превышало имевшееся в нем избыточное давление $P_{к\text{ изб}}$ на величину ΔP .

Регистрируют давление в бурильных трубах при установившейся подаче насоса (насосов). Это и есть начальное давление глушения скважины ΔP .

Во время глушения скважины обычно используют пониженную подачу насоса (насосов), равную половине подачи при углублении скважины (если бурение велось при подаче насоса менее 15 л/с, и при этом давление на стояке не превышало 10 МПа, то глушение можно вести, не меняя подачи насоса).

3.8.11. Глушение газонефтеводопроявлений, возникших во время спуско-подъемных операций

Управление скважиной после обнаружения газонефтеводопроявлений, происходящих во время спуско-подъемных операций, показано на схеме управления при ликвидации ГНВП, произошедшего во время СПО (рис. 49).



В качестве критериев оценки ситуации приняты следующие показатели:

- объем поступившего пластового флюида;
- наличие или отсутствие перелива через затрубное пространство;
- производительность перелива до и более 2 л/с;
- объем поступившего бурового раствора в приемной емкости при непрерывном спуске труб до и более 200 л/с.

В большинстве случаев, чтобы ликвидировать проявление, начавшееся при СПО, нет необходимости утяжелять буровой раствор, поэтому способов глушения практически два:

- вымыв пластового флюида и выравнивание всего объема бурового раствора по плотности;
- задавливание пластового флюида и части бурового раствора обратно в пласт и опять же выравнивание всего объема бурового раствора по плотности.

Чтобы выравнивать весь объем бурового раствора по плотности, необходимо спустить инструмент до кровли проявляющего пласта. Спуск бурильной колонны можно осуществить обычными приемами с открытым устьем или же при герметизированном устье с некоторым избыточным давлением в затрубном пространстве.

При отсутствии возможности спуска труб в скважину после герметизации устья скважину глушат задавливанием пластового флюида, закачиванием бурового раствора в затрубное и трубное пространства. Этот способ может дать наилучшие результаты, если проявивший пласт или же находящиеся на небольшом расстоянии от него породы склонны к поглощению. Он требует значительных затрат, а именно – дорогостоящего бурового раствора. Но задавливанием скважины на поглощение процесс глушения не заканчивается – требуется спустить бурильную колонну до забоя, промыть скважину для вымыва остатков пластового флюида, обработки бурового раствора и выравнивания его параметров.

К спуску долота приступают немедленно, когда объем поступившего пластового флюида V_0 превышает $0,5 \text{ м}^3$ и из скважины нет перелива или есть перелив бурового раствора с производительностью менее 2 л/с.

При спуске труб не допускают притока флюида в скважину более $0,5V_{\text{пр}}$, для чего измеряют объем вытесненного бурового раствора $V_{\text{в}}$ и сопоставляют с объемом спущенного в скважину металла труб $V_{\text{м}}$. Как только $V_{\text{в}} - V_{\text{м}}$ станет равным $0,5V_{\text{пр}}$ или когда при непрерывном спуске труб в приемную емкость поступает более 200 л в 1 мин, скважину герметизируют.

Скважину также герметизируют, когда перелив бурового раствора через трубы затрудняет спуск бурильной колонны. Скважину герметизируют в любом случае, если нет возможности по каким-либо причинам приступить к спуску труб.

Порядок работы при герметизации скважины следующий:

- наворачивают шаровой кран или обратный клапан на бурильную колонну;
- открывают гидроуправляемую задвижку на линии глушения ПВО;
- закрывают универсальный превентор (БК находится в открытом стволе) или верхний плашечный превентор (БК – в обсаженном стволе);
- медленно закрывают дроссель на линии глушения ПВО;
- наворачивают на бурильные трубы велущую трубу или промывочную головку с краном высокого давления, опрессованные на то же давление, что и бурильные трубы.

Через 5–10 мин после герметизации скважины регистрируют давление в бурильной и обсадной колоннах, а также суммарный объем проявления.

В дальнейшем поступают в зависимости от сложившейся ситуации:

- восстанавливают циркуляцию и вымывают пластовый флюид из скважины;
- закачивают под давлением буровой раствор на поглощение;
- продолжают спуск труб через противовыбросовое оборудование под давлением.

Если долото находится у забоя или кровли проявляющего пласта, то приступают к вымыву пластового флюида. Подачу насоса

принимают равной подаче бурового раствора во время бурения или несколько меньше ее. Если циркуляция во время бурения осуществлялась двумя насосами, то глушение ГНВП ведут одним.

Начальное давление при циркуляции устанавливают равным $P_{гс} + P_{т\text{ изб}}$, а после закачивания объема утяжеленного бурового раствора, равного объему труб, устанавливают и поддерживают давление в бурильных трубах, равное $P_{гс}$.

Прокачивание бурового раствора ведут не менее одного цикла промывки. Выходящий из скважины раствор дегазируют и утяжеляют до расчетной плотности, а раствор, требующий химической обработки, направляют в отдельную емкость. Когда значения плотности бурового раствора, выходящего из скважины и закачиваемого в трубы, сравниваются, а давление на стояке стабилизируется и становится равным $P_{гс}$, останавливают насос и определяют давление в трубах и затрубном пространстве. При отсутствии давления открывают превентор и приступают к спуску труб до забоя (если есть необходимость) для полного вымыва оставшегося в скважине пластового флюида.

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ! Попытки ликвидировать проявление промывкой в условиях нахождения долота на большом расстоянии от забоя очень рискованны и, как правило, ни к чему не приводят, поскольку:

- в процессе циркуляции продолжается всплытие флюида к устью скважины. Утяжеление бурового раствора не оказывает никакого влияния на всплытие флюида ниже долота;
- если применить метод поддержания постоянного объема циркуляции и если в поступающем в скважину флюиде содержится газ, то по мере подъема газа давление будет возрастать и может достичь такой величины, при которой произойдет гидроразрыв пласта;
- если применить метод регулируемого давления в бурильных трубах, то находящийся под долотом газ, просачиваясь вверх, расширяется, снижая давление на забое и создавая опасность поступления новых порций пластового флюида в скважину.

Закачивают раствор на поглощение, когда долото еще достаточно далеко от забоя. Этот способ используют, если проявивший пласт способен к поглощению.

Закачивают на поглощение в скважину буровой раствор плотностью такой же, какая была перед подъемом инструмента. Объем раствора принимают равным не менее трех объемов пластового флюида, поступающего в скважину, закачивание которого ведут одновременно в трубы и затрубное пространство.

После закачивания указанного объема бурового раствора проверяют давление в трубах и колонне. Если после остановки закачивания давление в них не снизится до нуля, то закачивание бурового раствора продолжают.

Открывают превентор и пропускают долото до забоя, контролируя объем вытесняемой жидкости. Затем герметизируют скважину, определяют избыточное давление в трубах и затрубном пространстве, если оно есть, а также объем поступающего пластового флюида (объем поглощенного бурового раствора).

Приступают к вымыву пластового флюида с минимальной подачей насоса, не допуская поглощения бурового раствора. Вымыв пластового флюида считают законченным, если циркуляция длилась не менее одного цикла, а плотность выходящего бурового раствора постоянна и соответствует значению плотности до возникновения ГНВП.

При бурении отложений, содержащих сероводород, после спуска буровой колонны и герметизации устья сразу же приступают к задавливанию обратно в пласт максимально возможного количества поступившего пластового флюида.

Спуск труб в скважину под давлением через противовыбросовое оборудование проектируют до момента вскрытия проявляющего пласта. Это делают в целях подготовки необходимого оборудования и обучения буровой бригады. Такую операцию проектируют, если невозможно воспользоваться вышеуказанными приемами (например, в разрезе открытой части скважины пласты, способные поглощать при небольших значениях избыточного давления).

При работе с универсальным превентором для предохранения износа уплотнительного элемента используют трубы с замками, у которых переход гладкой части трубы на наружный диаметр замка имеет конус с углом до 18° .

Установка регулятора давления станции управления превенторами должна быть снижена до минимального давления (2–3 МПа), чтобы свести к минимуму вероятность нарушения уплотнительного элемента, допуская небольшую утечку жидкости при прохождении через резиновый элемент замкового элемента.

Спуск труб под давлением помимо буровой вахты ведут специально обученные люди. После допуска бурильной колонны на заданную глубину восстанавливают циркуляцию, вымывают пластовый флюид и закачивают буровой раствор нужной плотности.

Спуск труб под давлением требует установки в компоновке бурильной колонны обратного клапана. Обратный клапан устанавливают над долотом, если предполагается, что такой спуск технологично будет необходим.

При недостаточности веса труб их необходимо будет принудительно проталкивать, для чего применяют специальные установки гидравлического или канатного типа.

3.8.12. Мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявлений

1. Проектирование конструкции скважин должно предусматривать предупреждение газонефтеводопроявлений, а также возможность их ликвидации в случае возникновения.

При углублении скважины, особенно разведваемой части ее ствола, необходимо определять значения порового и пластового давления, а также давления гидроразрыва пластов, прежде всего по данным бурения, с целью корректировки глубины спуска промежуточной колонны или кондуктора.

2. Основным средством предотвращения газонефтеводопроявлений в бурящихся скважинах является буровой раствор соответствующего качества, в том числе способный создавать необходимое

противодавление на пласт. Плотность бурового раствора и отклонение от установленной величины должны определяться согласно правилам безопасности.

Плотность бурового раствора должна быть повышена, если установлено, что поступление пластового флюида происходило во время углубления скважины и сопровождалось увеличением уровня в приемных емкостях. Решение о повышении плотности бурового раствора в этой ситуации принимает руководитель работ по ликвидации. В случаях с падением уровня в скважине, если причиной поступления пластового флюида в скважину является снижение падения уровня, скважину доливают буровым раствором или водой и контролируют уровень в затрубном пространстве.

Бурильную колонну следует поднять в башмак обсадной колонны или прихватобезопасный интервал и приступить к ликвидации поглощения.

3. Долив скважины при подъеме бурильной колонны необходимо производить периодически после подъема расчетного количества свечей. В журнале показателей бурового раствора нужно регистрировать время, объем и плотность залитого в скважину раствора.

Максимально допустимое количество свечей, поднимаемых без долива, пересчитывается буровым мастером по формуле

$$L_{\max} = \frac{L - 100 \frac{P_{\text{пл}}}{\rho_{\text{ж}}}}{2} \frac{V_{\text{с}} - V_{\text{м}}}{V_{\text{м}}},$$

где $L_{\max}$ – максимально допустимая длина труб, поднимаемых из скважины без долива, м;

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление на глубине L (по вертикали), МПа;

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, заполняющей скважину, г/см³;

$V_{\text{с}}$ – внутренний объем приустьевой части обсадной колонны, м³/100 м;

$V_{\text{м}}$ – усредненный объем металла извлекаемых из скважины труб (с учетом замковых соединений), м³/100 м.

При подъеме УБГ долив следует производить после подъема каждой свечи.

Если имеется повышенная опасность выброса, то необходимо предупредить попадание воды в скважину при подъеме колонны труб. Для очистки труб необходимо использовать обтираторы.

Подъем и спуск бурильной колонны осуществляют с такой скоростью, при которой сумма значений гидростатического и гидродинамического давления была бы выше пластового давления и меньше давления гидроразрыва пород.

4. Не следует производить кратковременных промывок при наличии газированных забойных пачек. Промежуточные промывки во время спуска производят по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине.

5. Длительные ремонтные и профилактические работы, не связанные с ремонтом устья скважины, необходимо производить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана. Если ремонт устья скважины или противовыбросового оборудования продолжителен и нет возможности промыть скважину, то нужно установить отсекающий цементный мост.

Если остановки длительны, то при вскрытых коллекторах периодически следует проводить промывки, длительность которых позволит быть уверенным в отсутствии пластового флюида в затрубном пространстве скважины.

6. Противовыбросовое оборудование, включающее превенторы, линии глушения и дросселирования, должно быть опрессовано на расчетное давление обсадной колонны и на максимальное рабочее давление превенторов с использованием пакера, отсекающего колонну от стволовой части ОП.

Универсальный превентор достаточно опрессовать на 50 % от рабочего давления противовыбросового оборудования.

7. Давление опрессовки обсадной колонны не должно превышать 90 % внутреннего давления, при котором возникает текучесть металла наиболее слабого ее участка с учетом значений плотности жидкостей как внутри, так и снаружи обсадной колонны.

Испытание на герметичность кондукторов и промежуточных колонн производится опрессовкой при заполнении их от устья на глубину 20–25 м водой, а в остальной части буровым раствором. Плотность опрессовочной жидкости не должна быть ниже значения, при котором ее гидростатическое давление в заполненной до устья скважине вызывало избыточное наружное давление на колонну выше величин, предельно допустимых на смятие. С другой стороны, плотность раствора, заполняющего скважину, не должна быть выше плотности, на которой предполагается вскрытие высоконапорного горизонта.

На скважине, где предполагается вскрытие газовых горизонтов с аномально высоким пластовым давлением, а также на ответственных нефтяных скважинах (с высоким газовым фактором) должна проводиться дополнительная опрессовка приустьевой части колонны и противовыбросового оборудования газом на то же давление, что и при гидравлическом испытании.

Опрессовка у башмака обсадной колонны с целью определения качества цементирования и прочности пород позволяет установить допустимое давление на устье, которое желательно не превышать в случае, если произойдет проявление, а также во время его ликвидации.

После цементирования хвостовика обязательна опрессовка его верхней части с целью оценки качества цементирования. Эта опрессовка, как правило, осуществляется перед разбуриванием башмака либо одновременно с опрессовкой обсадной колонны и хвостовика, либо путем установки пакера над хвостовиком.

Опрессовка необсаженного ствола может быть оправдана только в том случае, если разбуриваются породы, прочность которых предположительно меньше прочности опрессованного участка ствола у башмака обсадной колонны. Опрессовка может или подтвердить величину допустимого давления в устье, или показать, насколько оно должно быть меньше.

Необходимо отметить, что интерпретация результатов опрессовки затрудняется с увеличением протяженности необсаженного интервала и числа проницаемых зон, неопределенность в получен-

ных результатах возрастает, если опрессовка будет произведена сразу же после вскрытия проницаемого пласта из-за сильной фильтрации.

Таким образом, в такой ситуации опрессовку следует проводить через несколько дней бурения, когда проницаемые пласты окажутся кольматированными твердой фазой бурового раствора.

3.8.13. Технологические особенности ликвидации газонефтеводопроявлений

Вымыв пластового флюида буровым раствором начальной плотности осуществляют сразу же после герметизации скважины. Следует убедиться, что соблюдается условие $P_{\text{т изб}} + \Delta P < P_{\text{грп}} - \rho g H$, где $P_{\text{грп}}$ – давление гидроразрыва (МПа), т.е. при вымыве пластового флюида не произойдет гидроразрыва пласта. Однако, даже если это условие не соблюдается, следует приступить к вымыву пластового флюида с минимальной производительностью, снизив ΔP до минимума.

Промывку производят при выбранной подаче насосов и расчетном давлении в колонне бурильных труб.

Следят за тем, чтобы выходящий из скважины буровой раствор был полностью дегазирован перед закачиванием его в бурильные трубы.

На рис. 50 показана последовательность операций при глушении газопроявления в течение двух циклов циркуляции, а также формулы по определению давления на забое, в бурильной и обсадных колоннах.

Последовательность изменения технологических показателей при вымыве флюида утяжеленным буровым раствором в течение одного цикла циркуляции показана на рис. 51.

Давление на забое можно поддерживать постоянным непрерывным понижением давления в колонне бурильных труб от $P_{\text{н}}$ до $P_{\text{к}}$. Поскольку в условиях буровой это труднодостижимо, фактически давление по мере закачки тяжелого бурового раствора понижают по этапам, поддерживая его постоянным в промежутках между ними.

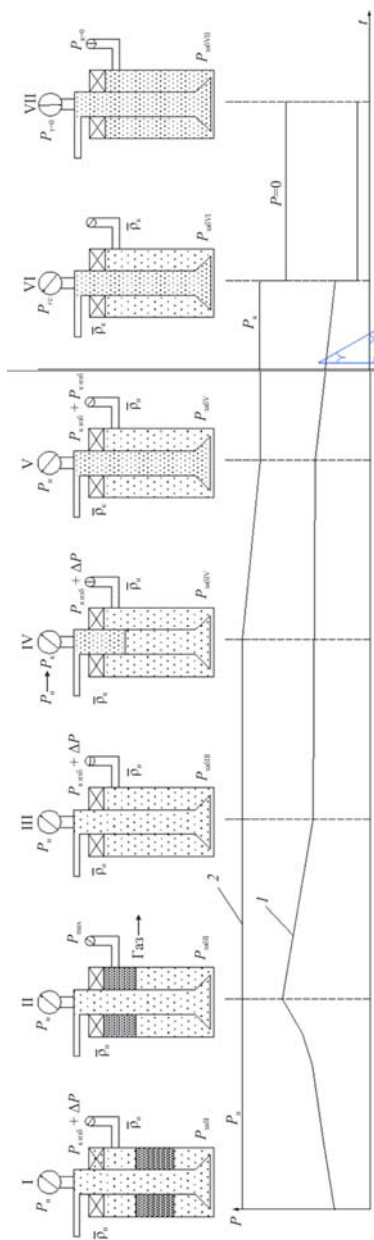


Рис. 50. Последовательность операций при глушении газопроявления в течение двух циклов циркуляции бурового раствора (а) и зависимость давления от времени (б): I – начало закачки бурового раствора; II – газовый пузырь поднялся к блоку превенторов; III – утяжеленный раствор поднимается к устью; IV – начало закачки утяжеленного бурового раствора при пониженной подаче; V – утяжеленный раствор достигает устья; VI – начало заделки долота; VII – раствор начальной плотности вымыт, утяжеленный раствор поднимается к устью; VIII – наблюдение за движением бурового раствора на устье открытой скважины; 1, 2 – давление в обсадной колонне и на выкиде насоса; $P_{\text{н}} = P_{\text{т изб}} + P_{\text{тс}} + \Delta P$; $P_{\text{к}} = P_{\text{тс}} (P_{\text{к}} / P_{\text{н}})$; $P_{\text{заб т}} = P_{\text{пл}} = P_{\text{кгH}} + P_{\text{т изб}} = P_{\text{кгH}} + P_{\text{т изб}} + \Delta P = P_{\text{заб III}} = P_{\text{заб IV}} = P_{\text{заб V}} = P_{\text{заб VI}}; P_{\text{заб VII}} = P_{\text{кгH}} = P_{\text{заб VIII}}$

На рис. 51 показаны различные стадии этого способа с указанием давления в колонне бурильных и обсадных труб (предполагается, что пластовый флюид – газ, а промывку осуществляют утяжеленным буровым раствором).

Утяжеление бурового раствора и вымыва флюида проводят в течение нескольких циклов. Данный способ глушения скважины обычно применим при отсутствии возможности оценить пластовое давление проявившего горизонта. Как правило, первоначальное утяжеление бурового раствора не дает возможности полностью заглушить скважину. Вторичное утяжеление раствора не должно быть слишком большим, чтобы, с одной стороны, не вызвать гидроразрыва вскрытого продуктивного пласта, а с другой – не создавать слишком большой репрессии. Слишком большая репрессия при продолжающемся углублении и цементировании обсадной колонны в дальнейшем затруднит вызов притока при освоении скважины, поэтому последовательность повышения плотности бурового раствора определяется величиной $0,05\text{--}0,06\text{ г/см}^3$, что соответствует повышению забойного давления на $1,2\text{--}2,4\text{ МПа}$. Прекращение поступления пластового флюида в ствол скважины будет свидетельствовать об окончании процесса глушения.

Необходимо отметить, что такая ситуация соответствует вскрытию пласта на значительных глубинах с низкой проницаемостью. Подачу насоса следует иметь значительно меньшей, чем она была во время вскрытия проявившего пласта, и, естественно, постоянной, а давление следует поддерживать на уровне гидравлических сопротивлений плюс ΔP . Плотность закачиваемого бурового раствора должна быть постоянной в течение не менее одного цикла промывки.

Этот способ применим, если в скважину поступает газ. Поступление пластовой воды приводит к необратимым процессам в буровом растворе, что существенно затрудняет контроль над скважиной.

Практика ликвидаций ГНВП, происходящих во время бурения, показала, что выбор способа глушения зависит в первую очередь:

- от объема поступившего пластового флюида;

- времени принятия решения после герметизации скважины;
- квалификации специалиста, взявшего на себя принятие решения по ликвидации создавшейся ситуации;
- готовности оборудования (проектные решения);
- наличия утяжелителя.

Объем поступившего в скважину пластового флюида зависит от проницаемости вскрытого пласта и перепада давления.

При отсутствии промывки скважину (например, при ремонте насосов) контролируют по давлению в бурильных трубах, поддерживая его постоянным, и не допускают его роста выше $P_{\text{т изб}} + \Delta P$, установившегося сразу же после закрытия скважины.

Циркуляцию восстанавливают при том же расходе и давлении на насосе, которые были до ее прекращения.

Обнаружение притока пластового флюида по увеличению содержания газа в буровом растворе чаще всего свидетельствует о вскрытии пласта с низкой проницаемостью и высоким пластовым давлением.

При этих условиях в случае герметизации скважины в короткий период времени разница между пластовым и забойным давлением не полностью передается на устье из-за вязкопластичных и вязкоупругих свойств буровых растворов. При слабых притоках глушение начинают промывкой скважины с противодавлением в затрубном пространстве, равным ΔP . Продолжение выхода бурового раствора, содержащего газ, свидетельствует о недостатке избыточного давления в затрубном пространстве. Поэтому последовательно повышают $P_{\text{т изб}}$ на 1,0–1,5 МПа и продолжают промывку до тех пор пока не прекратится выход газированного бурового раствора. Плотность бурового раствора для ликвидации проявления определяют по формуле

$$\rho_{\text{кр}} = \rho_{\text{бр}} + \frac{P_{\text{к изб}} + P_{\text{гск}} \pm \Delta P}{gH},$$

где $P_{\text{к изб}}$ – избыточное давление в обсадной колонне во время промывок, при котором прекратилось поступление пластового флюида в скважину, МПа;

$P_{гск}$ – гидравлическое сопротивление в затрубном пространстве скважины, МПа;

$P_{бр}$ – начальная плотность бурового раствора, кг/м³.

Допустимые значения давления в обсадной колонне при глушении ГНВП имеют два ограничения:

- рабочее давление блока превенторов и устьевого оборудования, или прочность последней обсадной колонны;
- давление гидроразрыва пласта ниже башмака последней обсадной колонны.

Вероятность гидроразрыва однородных пород будет иметь место в наиболее слабом сечении, т.е. в верхней части необсаженного ствола скважины.

В процессе вымыва газового флюида буровым раствором начальной плотности при поддержании постоянного давления на забое давление у башмака обсадной колонны или на любом участке:

- возрастает пропорционально росту высоты столба в затрубном пространстве до тех пор, пока газ не достигнет этого участка;
- понижается при прохождении газом этого участка;
- остается постоянным после того, как газ прошел этот участок.

Указанное положение относится и к обсадной колонне, в которой могут быть слабые участки (стык колонны, башмак, секция с наименьшей толщиной стенки трубы).

3.8.14. Открытые (аварийные) фонтаны. Их классификация

Открытые (аварийные) фонтаны классифицируются по следующим признакам:

1. По виду выбрасываемого флюида – нефтяные, газовые, нефтегазовые, газонефтяные, водяные и газонефтеводяные.

Эта классификация достаточно условна, так как аварийный фонтан, особенно на начальной стадии действия, представляет собой нестабильный процесс; может меняться вид флюида и его долевые соотношения.

2. По интенсивности притока.

Слабые $Q_{газа} < 0,5$ млн м³/сут, $Q_{нефти} < 100$ м³/сут.

Средние $Q_{газа}$ до 1 млн м³/сут, $Q_{нефти}$ до 300 м³/сут.

Сильные $Q_{\text{газа}} > 1$ млн $\text{м}^3/\text{сут}$, $Q_{\text{нефти}} > 300$ $\text{м}^3/\text{сут}$.

Очень сильные фонтаны $Q_{\text{газа}} > 10$ млн $\text{м}^3/\text{сут}$, $Q_{\text{нефти}} > 1000$ $\text{м}^3/\text{сут}$.

3. По состоянию – на неосложненные и осложненные. К неосложненным относятся фонтаны из скважины, у которых не потеряна база для ликвидации фонтана, а также сохранена:

- целостность обсадных колонн;
- фланцевая часть запорной арматуры;
- очень хорошо, если в скважине находится колонна буровых труб (чем глубже спущена, тем лучше).

Неосложненное фонтанирование считается управляемым при наличии на устье скважин исправного ПВО, которое позволяет направлять поток флюида (или часть его) в циркуляционную систему для дегазации и повышения плотности. При необходимости часть флюида может направляться в специальные амбары.

Осложненное (неуправляемое) фонтанирование происходит при поступлении флюида из скважины в случае отсутствия ПВО или его неисправности, а также невозможности загерметизировать разрушенное устье скважины.

4. По фазовому составу флюида. Фазовый состав флюида определяет характер работ по его ликвидации. Для ликвидации аварийного газового фонтана требуется разработка специальных мер пожарной безопасности и защиты людей. Требуется использование арматуры, рассчитанной на высокое давление. При проведении аварийных работ необходимо обеспечить высокую степень герметизации скважины.

При ликвидации нефтяного фонтана появляется необходимость в сборе и транспортировке выбрасываемой нефти и в предотвращении ее горения на поверхности. Выделяют две категории аварийных фонтанов, различающихся по фазовому составу: газовые и жидкостные, так как работы по ликвидации этих фонтанов принципиально различны.

Промежуточные случаи (нефтегазовые, газонефтяные, водонефтяные) существенно не влияют на выбор метода ликвидации аварии. К какой категории отнести такие фонтаны, можно решить,

оценив вид продукции фонтана, определяющий его характер. Содержание воды в выбрасываемой фонтаном нефти не требует дополнительных градаций, поскольку характер работ по ликвидации такого фонтана определяется общим количеством выбрасываемой жидкости и давлением в скважине.

Как газовый, так и жидкостный фонтан может выбрасывать обломки горных пород. Это может стать причиной возгорания фонтана.

5. По признаку пластового давления аварийные фонтаны делятся на низконапорные и высоконапорные. Фонтаны первой категории определяются пластовым давлением, не превышающим нормальное гидростатическое давление и градиент разрыва пород, слагающих вышележащие пласты. Фонтаны такого типа редки, и их ликвидация достаточно проста.

Вторая категория – высоконапорные фонтаны. Они связаны со вскрытием залежей с аномально высоким пластовым давлением, превышающим нормальное гидростатическое давление и градиент разрыва вышележащих пород. При этом имеется опасность произвольных утечек нефти и газа, образования грифонов и повышенная опасность при работе на устье скважины.

Важнейшим технологическим признаком аварийных фонтанов является конструкция и техническое состояние ствола фонтанирующей скважины. По этому признаку фонтаны делятся на изолированные и неизолированные. К изолированным относятся аварийные фонтаны из скважин, в которых все пласты, залегающие выше продуктивного горизонта, перекрыты обсадными колоннами. Причем качество первичного цементирования этих колонн не вызывает сомнения, и в них находится (или может быть спущена) колонна бурильных труб.

К неизолированным относятся фонтаны, полученные из скважин, в разрезе которых оставлены открытые потенциально поглощающие, напорные и неустойчивые пласты.

Изолированные фонтаны подразделяются на три группы:

- надежно изолированные, когда обсадные и бурильные трубы сохранили свое состояние и герметичность;

- ненадежно изолированные, когда в результате износа или аварии герметичность обсадных колонн потеряна, но бурильная колонна цела. При этом остается возможность подачи на забой утяжеленных растворов;

- ненадежно изолированные и осложненные, когда нарушена герметичность обсадных колонн, а бурильный инструмент поврежден или упал на забой.

Причины поступления газа в ствол бурящейся скважины.

Основной причиной поступления газа в ствол бурящейся скважины является недостаточное давление столба бурового раствора. Недостаток давления столба бурового раствора может возникнуть в результате следующих причин:

- возникновения поглощений;
- пересечения скважиной тектонической трещины, сообщающейся с залегающим ниже газоносным пластом;
- несвоевременного долива скважины при подъеме бурильного инструмента;
- падения плотности бурового раствора за счет насыщения его газом, пластовыми водами или выпадения утяжелителя;
- снижения давления на вскрытые скважиной газовые пласты при подъеме бурильной колонны в случае использования бурового раствора с высоким статическим напряжением сдвига или при наличии сальников.

Признаки начала проявлений. Признаками начала проявлений в скважинах являются:

- выход на поверхность при восстановлении циркуляции порций бурового раствора, насыщенного газом;
- выделение газа из скважины, сопровождающееся кипением бурового раствора;
- перелив раствора из скважины при прекращении циркуляции;
- повышение уровня жидкости в приемных емкостях.

Признаком начала затрубных проявлений является появление газа в межколонном пространстве и нарастание давления в нем.

Причины перехода газопроявлений в выбросы и открытые фонтаны:

- выбор конструкции скважин, не соответствующей их геологическим условиям, без учета глубины залегания и пластового давления вскрываемых горизонтов;
- некачественное крепление обсадных колонн, на которых устанавливается противовыбросовое оборудование, что приводит к прорывам газа за ними при выбросах после закрытия превентора;
- вскрытие газовых, газоконденсатных или напорных водоносных горизонтов без наличия на устье скважины противовыбросового оборудования;
- полное или частичное опорожнение скважины при газопроявлениях и выбросах из-за применения схем оборудования устья скважин, не обеспечивающих их своевременную и надежную герметизацию;
- неправильная эксплуатация противовыбросового оборудования;
- непринятие своевременных мер при газопроявлениях для предотвращения выброса открытого фонтанирования.

3.8.15. Предупреждение газопроявлений при бурении скважин

Применение буровых растворов надлежащего качества является основным средством предотвращения газопроявлений в бурящихся скважинах.

Плотность бурового раствора (кг/м^3) для вскрытия газового горизонта и дальнейшего углубления скважины следует определять по формуле

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{\kappa \cdot P_{\text{пл}}}{gH_1},$$

где $P_{\text{пл}}$ — пластовое давление в кровле газоносного горизонта, МПа;

H_1 — глубина залегания кровли газоносного горизонта, м;

κ — коэффициент превышения гидростатического давления над пластовым.

Плотность бурового раствора должна быть немедленно повышена даже при небольшом движении раствора из скважины при остановленной циркуляции.

Вязкость и статическое напряжение сдвига бурового раствора необходимо поддерживать на минимально допустимом уровне согласно ГТН.

Перед вскрытием горизонтов, представляющих опасность выброса, на буровой должен быть создан запас бурового раствора и материалов для его приготовления, обработки и утяжеления согласно проекту.

Запрещается вскрытие газоносных горизонтов без наличия на буровой обсадных труб, необходимых для их перекрытия.

При подходе в процессе бурения к газовым пластам и высоконапорным нефтяным и водоносным горизонтам, а также после их вскрытия производить контроль над плотностью бурового раствора, вязкостью и содержанием газообразной фазы каждые 30 мин, а по СНС и водоотдаче 2 раза за смену.

Отклонения от установленной величины плотности бурового раствора не допускаются больше чем на $\pm 20 \text{ кг/м}^3$ по замерам жидкости, освобожденной от газа. Плотность раствора определяется по формуле [25]

$$\rho = \frac{\rho_{\text{см}}}{1 - \frac{\Gamma}{100}},$$

где ρ – плотность раствора, которая должна соответствовать величине, установленной проектом (без газа);

$\rho_{\text{см}}$ – плотность газированной жидкости, отобранной из циркуляционной системы;

Γ – содержание газовой фазы в растворе, %.

При необходимости вскрытия пластов с аномально высокими значениями пластового давления с использованием утяжеленных буровых растворов следует переходить на применение этих растворов за 50 м до кровли напорного горизонта.

Бурение, проработку и промывку скважин в интервале ожидаемых газопроявлений следует производить при максимально возможной производительности буровых насосов.

Перед подъемом бурильной колонны из скважины со вскрытыми продуктивными или напорными водоносными горизонтами необходимо тщательно промыть скважину и выравнять параметры бурового раствора до проектных. Промывку производить при максимально допустимой подаче бурового раствора и расхаживанием колонны бурильных труб.

Если при подъеме бурильной колонны возникает поршневание скважины за счет наличия сальника, необходимо прекратить подъем и принять меры к разрушению сальника.

3.8.16. Выбор метода ликвидации фонтанов

Главные методы ликвидации открытых фонтанов основаны на следующих принципах:

- *увеличение забойного давления с превышением над пластовым за счет прямой закачки в скважину жидкости через устье* – методы герметизации устья и создания пробки в стволе скважины с последующей закачкой. Работы по этому методу осуществимы только в случае возможности герметизации устья скважины и при необходимости принудительного спуска специальной колонны труб при фонтане. Применяя этот метод, можно фонтан ликвидировать быстро;

- *подъем забойного давления с превышением над пластовым за счет увеличения сопротивлений в стволе фонтанирующей скважины* – метод ввода в потоки флюида жидкости с нагнетанием последней при определенном режиме. Этот принцип применим при возможности подачи жидкости в ствол фонтанирующей скважины через спущенную в нее колонну труб или через наклонную скважину;

- *подъем давления на забое до пластового за счет пережима ствола фонтанирующей скважины с помощью мощного взрыва;*

- увеличение забойного давления (с превышением над пластовым) путем создания столба жидкости в фонтанирующей скважине

за счет оседания содержимого кратера из-за снижения расхода газа при отводе его из основного ствола через наклонные скважины;

- снижение или полное прекращение притока газа к забою фонтанирующей скважины воздействием на призабойную зону продуктивного горизонта заводнением этой зоны для повышения сопротивления потоку газа и перевода фонтана на работу жидкостью. Этот метод требует сооружения наклонных скважин и может применяться, когда доступ к устью фонтанирующей скважины невозможен;

- ликвидация фонтанов по методу заводнения пласта занимает длительное время и требует проведения подготовительных работ в больших объемах.

Исходя из изложенного выше, при возникновении фонтана следует рекомендовать следующий порядок проведения работ по его ликвидации:

- срочно принимать меры по оборудованию устья скважины для его герметизации, выбирая метод герметизации в зависимости от конкретных условий каждой скважины;

- при несоответствии конструкции скважины требованиям бурения и при наличии опасности возникновения грифонов после герметизации устья работы по ликвидации фонтана следует продолжать, по возможности методом создания пробки в стволе скважин с последующей закачкой жидкости;

- при наличии угрозы каким-либо объектам (населенные пункты, промышленные сооружения и др.) от распространения грифонов необходимо преградить доступ газа к этим объектам за счет выпуска его через специальные мелкие разгрузочные скважины, пробуренные на ближайшие к поверхности пористые пласты, по которым движется газ от фонтанирующей скважины; при появлении грифонов на большой площади все работы необходимо проводить в направлении каптажа выходящего газа в местах прорыва у угрожаемых объектов, с отводом на безопасное расстояние и созданием дополнительных выводов газа на поверхность в наиболее безопасных местах; закрывать выходы газа в местах прорыва его на

поверхность не следует, так как это может вызвать появление грифона в новом месте, вблизи каких-либо коммунальных или промышленных объектов;

- при неуверенности в возможности ликвидации фонтана вышеперечисленными методами следует приступать к бурению наклонных скважин; обычно приступают к бурению одновременно двух скважин с целью большей уверенности в успехе решения намеченных задач; бурение наклонных скважин следует ориентировать на схождение со стволом фонтанирующей скважины над верхним мощным горизонтом, питающим фонтан;

- при достижении хорошего сообщения между стволами фонтанирующей и наклонной скважин следует работы по глушению фонтана проводить далее по методу введения жидкости в поток газа или вызова фонтана в наклонной скважине; первому из них следует отдать предпочтение как более надежному и представляющему меньшую опасность возникновения открытого фонтана в наклонной скважине; непосредственно перед глушением фонтана по этим методам, в случае отсутствия жидкости в кратере, следует последний заполнить водой для образования пульпы, при этом иногда кроме воды в кратер приходится подавать и глину;

- при отсутствии хорошего соединения с фонтаном следует для заводнения пласта начинать закачку воды в пробуренные скважины, приступая к бурению следующей пары наклонных скважин.

Вне зависимости от сказанного при возникновении открытого фонтана следует принять меры по форсированной разработке горизонтов, питающих фонтан. Для этой цели необходимо пустить в эксплуатацию все скважины, пробуренные на месторождении на эти горизонты, и форсировать бурение и ввод в эксплуатацию скважин, предусмотренных проектом разработки. При фонтанировании скважин из газовых шапок нефтяных пластов эта рекомендация подлежит специальному обсуждению. Возможность форсированного отбора газа в этом случае должна решаться с позиций комплексной разработки месторождения.

Схемы методов ликвидации аварийных фонтанов посредством комплекса подземных работ приведены на рис. 52–54.

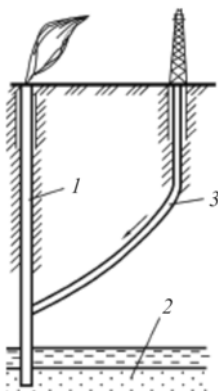


Рис. 52. Проводка направленной скважины для глушения фонтанирующей скважины: 1 – фонтанирующая скважина; 2 – продуктивный пласт; 3 – направленная скважина

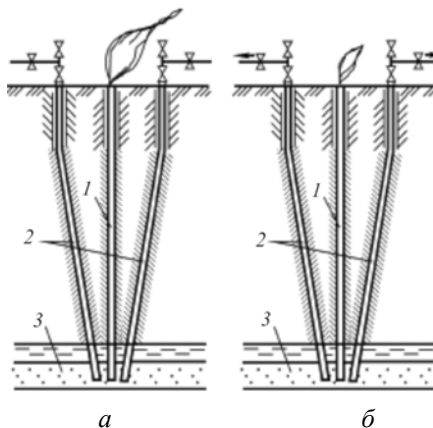


Рис. 53. Направленные скважины для разгрузки фонтанирующего пласта: а – фонтан до разгрузки; б – фонтан после пуска разгрузочных скважин; 1 – аварийная скважина; 2 – разгрузочные скважины; 3 – продуктивный пласт

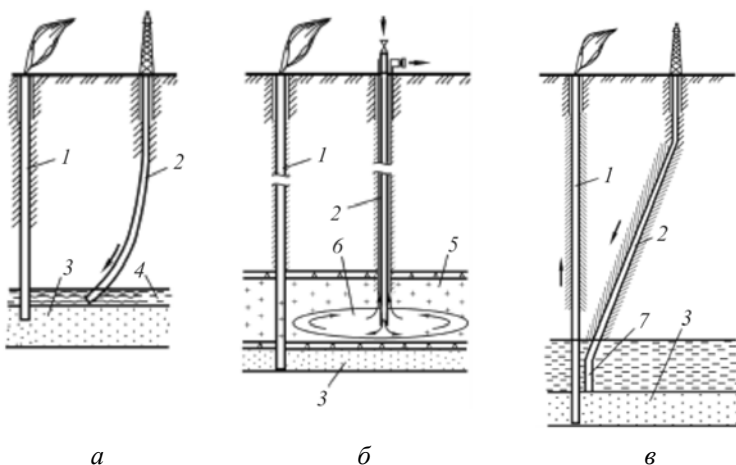


Рис. 54. Соединение стволов скважин гидравлическим разрывом (а), размывом перегородки (б), взрывом (в): 1 – аварийная скважина; 2 – направленная скважина; 3 – продуктивный пласт; 4 – трещины от гидравлического разрыва; 5 – каменная соль; 6 – зона разлива соли; 7 – зона взрыва

Методы ликвидации открытых фонтанов. Успех работ по ликвидации возникающих фонтанов зависит в первую очередь от правильности выбранного плана работ и четкого его осуществления.

Меры по ликвидации возникшего фонтана должны приниматься быстро, так как промедление резко осложняет дальнейшее их проведение, главным образом из-за опасности разрушения устья скважины и формирования кратера.

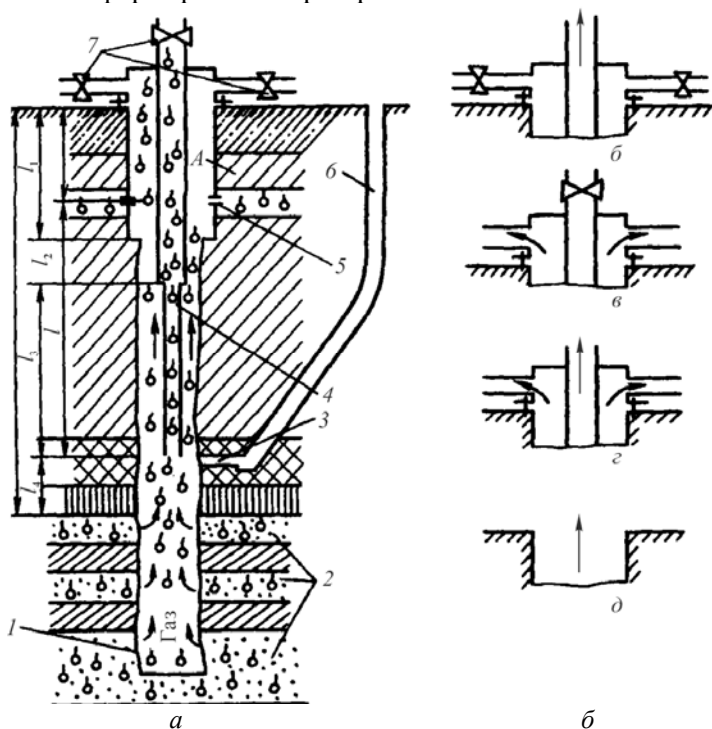


Рис. 55. Фонтанирующая скважина:

a – устье герметизировано, но имеется разрыв колонны или стенок скважины: 1 – аварийная скважина; 2 – продуктивные пласты; 3 – трещина гидроразрыва для закачки жидкости; 4 – бурильные или насосно-компрессорные трубы; 5 – разрыв обсадной колонны; 6 – наклонная скважина; 7 – задвижки; *б* – задвижки отводов закрыты, пластовый флюид движется по внутренней колонне труб; *в* – пластовый флюид вытекает по отводам; *г* – пластовый флюид вытекает по отводам и через внутреннюю колонну труб; *д* – фонтанирование в атмосферу, внутренняя колонна труб отсутствует

Газовый фонтан (рис. 55) представляет собой сложную флюидодинамическую систему, которую условно можно разбить на три участка: источник, канал, сток.

Источник – флюидосодержащий пласт или система пластов, связанных фонтанирующей скважиной, в котором флюид движется к стволу скважины в радиусе депрессии.

Стрелками показаны пути движения фонтанирующего флюида при различном состоянии устья.

Канал представляет собой частично или полностью обсаженный ствол скважины, по которому поднимается флюид при фонтанировании. В стволе возможно присутствие подвешенных или оборванных бурильных или насосно-компрессорных труб. Форма и поперечные размеры канала могут быть различными по глубине скважины. На разной глубине движение флюида может происходить по кольцевому пространству, внутренним трубам или одновременно по кольцу и трубам. Нижней границей канала является источник, а верхней – сток.

Сток представляет собой открытое в атмосферу устье скважины или разрыв в колонне, а возможно и в стенках скважины, через которые флюид уходит из ее ствола в пласт. Возможно одновременное истечение флюида в пласт и через открытое устье в атмосферу.

На всем пути движения флюида давление в потоке снижается от пластового на границе депрессионной воронки в источнике до забойного на границе с каналом и далее до давления в стоке.

Для определения плана работ по ликвидации фонтана и его основных характеристик (давления, дебита и др.) прежде всего составляют геологический разрез скважины с выделением газонефтеносных, водоносных и поглощающих горизонтов с указанием их пластового давления. На разрез наносят фактическую схему конструкции скважины и положение находящихся в ней подвешенных или оборванных труб. Кроме того, составляют схему оборудования устья.

Выше указывалось, что обязательным условием действия фонтана является наличие депрессии на флюидосодержащий пласт, т.е. $P_{\text{заб}} < P_{\text{пл.}}$.

Для прекращения притока флюида к стволу скважины необходимо повысить забойное давление как минимум до пластового. Фактически это состояние будет соответствовать неустойчивому равновесию, в связи с чем необходимо несколько превысить его над пластовым.

На этом принципе основываются все методы ликвидации фонтанов, различаясь между собой только средствами достижения этой цели.

Аварийные работы обычно начинают с расчистки площадки вокруг устья скважины (растаскивания оборудования, удаления деталей вышки при ее падении в случае пожара) для обеспечения возможности доступа к нему при выполнении работ.

Ликвидация открытых фонтанов путем герметизации устья скважины с последующей задавкой жидкости. При перекрытии потока на устье скважины поступление флюида в нее прекращается, депрессионная воронка в источнике выравнивается, и забойное давление сравнивается с пластовым.

Давление в стволе закрытой скважины будет определяться разностью значений давления в пласте и столба находящейся в скважине жидкости.

Указанный метод может быть реально осуществлен только в тех случаях, когда зацементированная в скважине колонна и устьевая обвязка обладают достаточной прочностью для давления, возникающего в скважине после закрытия ее устья без угрозы прорыва флюида за башмак колонны с последующим появлением грифонов.

После герметизации устья скважина может быть заглушена либо прямой задавкой бурового раствора необходимой плотности (с оттеснением содержимого скважины в пласт-источник), либо (в газовых скважинах) заполнена таким же раствором лубрицированием. Когда при фонтанировании установленное ранее запорное или противовыбросовое оборудование выходит из

строю, то его удаляют и заменяют новым. Если при этом в скважину спущены трубы (бурильные или насосно-компрессорные), то их обычно сбрасывают на забой.

Если флюид выходит из арматуры рассеянно, поврежденная арматура удаляется с устья методом отстрела из артиллерийских орудий.

Ликвидация открытых фонтанов путем создания искусственного пакера в стволе скважины с последующей задавкой жидкости. Иногда после герметизации устья фонтанирующей скважины устанавливается сильный переток флюида из нее через место нарушения колонны, разрыв стенки скважины или в поглощающий пласт. Как правило, переток сопровождается появлением грифонов на различном расстоянии от скважины или непосредственно у ее устья. Место утечки газа можно определить многими способами, из которых наиболее достоверные результаты дают термограммы, а также нейтронный гамма-каротаж (НГК) и гамма-гамма-каротаж (ГГК), снятые по стволу скважин.

Наличие сильных перетоков в стволе скважины характеризуется также тем, что при закачке жидкости через герметизированное устье она уносится встречным потоком в поглощающий пласт или грифон и после прекращения закачки восстанавливается прежнее избыточное давление на устье.

В подобных случаях переток флюида может быть ликвидирован созданием искусственного пакера в кольцевом пространстве между стенками скважины и имеющейся в ней специально спущенной под давлением колонной труб (бурильных или НКТ).

Глубина установки такого пакера должна быть больше глубины места утечки (стока) и интервала, где после герметизации устья может произойти разрыв стенок. Минимальная глубина установки может быть определена по аналогии с выбором глубины башмака кондукторов, несущих на себе ПВО.

Роль пакера могут выполнять искусственно образованные пробки из различных инертных материалов. Основой их служат деревянные, резиновые, пластмассовые или дюралевые шары, вводимые во внутреннюю колонну труб, поднимаемые в кольцевом

пространстве потоком флюида и задерживаемые бурильными замками или муфтами трубных колонн либо специальными улавливателями, установленными на принудительно спущенных трубах. Образованная шарами пространственная решетка уплотняется затем инертными материалами (обрезками резины, ватой).

После установки пакера и перекрытия потока в кольцевом пространстве скважина задавливается жидкостью непосредственно насосами.

Ликвидация открытых фонтанов методом ввода в поток флюида жидкости с нагнетанием ее на расчетном режиме. Рассмотренные методы ликвидации фонтанов предусматривают либо только герметизацию устья, либо, кроме этого, еще и создание искусственного пакера в кольцевом пространстве. Однако оба эти метода неосуществимы, когда устье фонтанирующей скважины полностью разрушено, представлено кратером и недоступно или фонтан действует по схеме (см. рис. 53, а), а соотношение диаметров ствола и внутренней колонны труб не позволяет установить искусственный пакер. В подобных случаях ликвидация фонтанов возможна за счет подачи жидкости в нижнюю часть ствола фонтанирующей скважины с определенным расчетным расходом. Каналами, подводящими жидкость в ствол, могут служить (см. рис. 53) находящаяся в скважине внутренняя колонна труб или специально пробуренные направленные скважины.

При подаче жидкости в восходящий поток флюида в зависимости от ее расхода (темпа закачки) возрастают потери на трение и вес столба смеси в скважине. Это приводит к возрастанию забойного давления и некоторому снижению дебита фонтана.

При увеличении расхода жидкости до определенной величины фонтан заглухнет. Часто при этом возникает поглощение закачиваемой жидкости раздренированным при фонтане пластом, а при остановке закачки фонтанирование может возобновляться, поэтому непосредственно после глушения фонтана следует проводить работы по изоляции поглощающего пласта тампонирующими материалами, в связи с чем подготовка к этим работам должна быть проведена до начала операции глушения.

Решение задачи о выборе оптимального сочетания основных параметров режима глушения фонтана по этому методу (плотности жидкости глушения, темпа и необходимого объема ее закачки) требует рассмотрения значительного количества вариантов. При прочих равных условиях (дебит флюида, удельный вес продавочной жидкости) необходимый темп закачки тем меньше, чем ниже она подается в ствол скважины и чем меньше гидравлический диаметр канала фонтана. При малых глубинах ввода жидкости в восходящий поток пластового флюида использование рассматриваемого метода нецелесообразно.

Ликвидация фонтанов методом закрытия ствола аварийной скважины с помощью мощного взрыва. Способ обычно используют в случаях, когда устье фонтанирующей скважины представлено кратером, недоступно из-за высокой температуры горячей струи, а также проведение работ на устье нецелесообразно или невыполнимо по каким-либо техническим причинам. Сущность способа сводится к тому, что в стволе аварийной скважины выбирается достаточно мощный интервал непроницаемых пород (глин, солей, ангидритов), в который выводится наклонно направленная скважина с максимальным сближением стволов. В нее опускается мощное взрывное устройство, управляемое по кабелю с поверхности, и надежно изолируется от остальной части ствола обычно установкой цементного моста большой высоты. Затем передачей импульса по кабелю с поверхности вызывается взрыв устройства, в результате чего происходит деформация массива горных пород в околоствольном пространстве аварийной скважины и закрытие ее ствола.

Ликвидация открытых газовых фонтанов с кратером на устье методом отвода газа в наклонную скважину. Наклонно направленные скважины целесообразно сооружать с максимальным приближением их забоев к аварийному стволу. Место соединения стволов по возможности выбирать с охватом контакта двух непроницаемых слоев, например глины и ангидрита, а гидравлическую связь между ними вызывать путем гидроразрыва с размывом образовавшейся трещины.

Если при газовом фонтане достигнуто хорошее сообщение между стволами фонтанирующей и наклонной скважин, причем последняя обладает большой пропускной способностью (имеет увеличенный диаметр), то фонтан можно ликвидировать не только методом закачки жидкости в поток газа, но и посредством выпуска газа через наклонную скважину. Обычно кратер бывает заполнен пульпой, плотность которой достигает $1300\text{--}1500\text{ кг/м}^3$. Эта пульпа образуется за счет смещения разрушенного песчано-глинистого материала и воды, выносимой газом из ствола скважин. Объем пульпы в кратере исчисляется тысячами кубических метров (скв. 108 Газли – около 20 тыс. м^3 , скв. 105 Угерско – около 12 тыс. м^3). Пульпа в кратере весом своего столба оказывает противодействие на устье скважины. Например, по скв. 108 Газли при глубине кратера около 110 м плотностью пульпы 1440 кг/м^3 это противодействие составляло около 1,5 МПа.

При использовании метода ликвидации фонтана путем отвода газа вызывают поток в наклонную скважину при минимально возможном противодействии на устье (газ выпускается в атмосферу). При этом возможно резкое снижение потока газа к устью аварийной скважины, в результате которого жидкость из кратера проникает в ствол, накапливаясь на забое, после чего как фонтанирующая, так и наклонная скважина глохнут. Далее через наклонную и аварийную скважины прокачивают в кратер заранее подготовленный буровой раствор, а за ним различные смеси для окончательной изоляции газоносного горизонта.

Для примера приведем данные по фонтану скв. 105 Угерско, которая была обсажена трубами 426 мм до глубины 31 м без цементирования. На 320 м спустили и зацементировали 324 мм промежуточную колонну, которая в интервале 230–280 м перекрывала газоносный горизонт (газ с водой) с пластовым давлением около 2,5 МПа. Бурение закончили на глубине 1037 м. Кровля основного газового горизонта (XVI пласт, давление 10,3 МПа) была вскрыта на глубине 923 м.

Из-за отсутствия обсадных труб и цемента работы прекратили. Скважину заполнили раствором и до 320 м спустили бурильные трубы для периодической промывки. Устье скважины герметизировали превентором. Бурильные трубы заглушили заваренным замковым конусом. Далее передвинули ротор на 1,0–1,5 м для бурения второй скважины (наклонной).

Через 10 сут после прекращения работ обнаружили выделение газа из пробуренной скважины. Отвернули замковый конус, соединили квадратную штангу и приступили к промывке. Газопроявления резко усилились, и из отвода превентора начал вырываться газ. После закрытия отвода появились пропуски в превенторе, который вскоре был проеден, и начался открытый фонтан с воспламенением и падением вышки.

Появились многочисленные грифоны в радиусе до 200 м, а через 5 сут около устья скважины образовался кратер, из которого выбрасывалось большое количество галечника. Через сутки кратер увеличился в диаметре до 120 м при глубине 35 м, охватив устье скважины.

Для глушения фонтана примерно в 120 м от кратера пробурили две наклонные скважины. При пуске в эксплуатацию первой из них дебит газа из кратера резко сократился, жидкость, находившаяся в кратере, проникла в ствол, и действие фонтана прекратилось. В скважине, очевидно, произошел обвал, и образовалась пробка. Кратер заполнился водой, в результате чего возникло озеро диаметром 170 м и глубиной в центре до 17 м. Газопроявления полностью прекратились. Общее время фонтанирования около 1 года.

Ликвидация открытых фонтанов методом заводнения продуктивного пласта через наклонные скважины. Этот метод можно использовать в случаях, когда по техническим причинам проведение работ на устье фонтанирующих скважин неосуществимо, ствол скважины полностью перекрыт обсадной колонной и возможность входа в него наклонными скважинами выше источника исключается. Тогда через специально пробуренные наклонные скважины с выходом их забоев в продуктивный пласт с макси-

мальным приближением к стволу фонтанирующей скважины закачивают воду для оттеснения пластового флюида и заводнения воронки депрессии. При этом продуктивность скважины (ее дебит) при тех же депрессиях уменьшается. При подаче воды в пласт по кольцу, в центре которого находится фонтанирующая скважина, с определенным расходом дебит газа может резко сократиться. После заводнения пристволенной зоны пласта вместо фонтана газа из скважины будет изливаться вода.

Для осуществления этого метода необходимо сооружать ряд наклонных скважин на продуктивный пласт, питающий фонтан. Число скважин и их расположение, а также необходимый темп закачки воды должны определяться на основании ориентировочных гидродинамических расчетов.

Следует отметить, что метод более эффективен в случае, если мощность газового пласта невелика. Применение его требует закачки в пласт больших количеств жидкости и длительного периода времени. Это, в свою очередь, вызывает необходимость сооружения нескольких наклонных скважин, а также специальных средств для закачки воды (насосных станций, водопроводов).

При участии в работе фонтана нескольких газоносных горизонтов может потребоваться сооружение (на каждый из них) отдельных заводняющих скважин, что увеличит объем работ по глушению фонтана.

В первую очередь следует вести работы по заводнению самого верхнего из мощных горизонтов, участвующих в фонтанировании.

После того как из фонтанирующей скважины начнет изливаться закачиваемая вода, следует продолжить изоляцию ствола аварийной скважины.

4. ЛОВИЛЬНЫЕ РАБОТЫ В БУРЯЩИХСЯ СКВАЖИНАХ

Ловильные работы – это операции по ликвидации аварий в нефтяных и газовых скважинах.

К числу таких операций относятся:

- освобождение прихваченных бурильных и обсадных труб, УБТ, забойных двигателей, долот, каротажного кабеля и приборов;
- извлечение из скважины разрушенных или оставленных по другим причинам труб, УБТ, элементов бурильной колонны, оснастки обсадной колонны, забойных двигателей долот, приборов, посторонних предметов.

При проведении ловильных работ приходится останавливать все работы по бурению, закачиванию или капитальному ремонту скважины, и их продолжение возможно только после ликвидации аварии. Техника, инструмент и технология ловильных работ в настоящее время позволяют ликвидировать большинство случающихся аварий. Но, поскольку стоимость аварийных работ (с учетом стоимости эксплуатации бурового оборудования) может быть весьма значительной, подход к ним должен учитывать экономическую целесообразность ведения работ. При очень большой стоимости аварийных работ скважину целесообразней ликвидировать. Решение о проведении работ по ликвидации аварии должно быть принято с учетом как технических возможностей оборудования, так и практического опыта исполнителя работ.

Для четкого проведения этапов ликвидации аварии составляется план работ. К составлению плана работ необходимо привлечение специалистов (буровых и аварийных мастеров, геологов, работников технологических отделов, механиков, энергетиков). Для составления плана работ необходимо иметь следующую информацию:

- о состоянии ствола скважины в интервале проведения аварийных работ (тип породы, параметры бурового раствора, зенитный угол, наличие каверн, желобных выработок, сужений);
- возможной причине прихвата;

- характере разрушения, слома бурильных или обсадных труб;
- геометрических размерах и форме предметов, находящихся в скважине;

- положении предмета в скважине;
- состоянии бурового оборудования и контрольно-измерительных приборов.

При составлении плана работ необходимо выполнять эскизы на все инструменты и снаряды, спускаемые в скважину, с указанием их геометрических размеров.

Для подстраховки от прихватов в состав ловильной колонны рекомендуется включать яссы. Необходимо предусмотреть меры по освобождению ловильных инструментов, если они окажутся прихваченными или не удастся обычными методами отсоединить их от объектов ловильных работ. Следует убедиться, что ловильные инструменты исправны и хорошо работают на поверхности, соответствуя по размерам объектам ловильных работ.

4.1. Требования к ловильному инструменту

Перечень видов необходимого ловильного инструмента, который должен быть на буровой, определяется руководством бурового предприятия в соответствии с условиями буровых работ и используемыми технологическими средствами.

Рекомендуется иметь на буровой следующий ловильный и вспомогательный инструмент для первоочередных работ по ликвидации наиболее распространенных видов аварий:

- колокол (К) для захвата за тело трубы;
- колокол сквозной (КС) для захвата за замок, муфту, УБТ;
- колокол гладкий для захвата за тело трубы;
- колокол гладкий для захвата за замок и УБТ;
- воронку к колоколу;
- метчик универсальный (МБУ);
- метчик специальный (МСЗ);
- центрирующее приспособление к метчикам;
- ловитель плашечный (ЛБП или ЛБПС);

- труболовка внутренняя освобождающаяся (ТВО);
- труболовка наружная освобождающаяся (ТНС);
- трубный паук;
- паук гидромеханический;
- фрезер забойный (ФЗ);
- ловитель магнитный;
- гидроотклонитель ловильного инструмента;
- печать универсальная (ПУ);
- наголовник для гидроимпульсов.

При проведении на скважине специальных работ (с насосно-компрессорными трубами, испытателем пластов, геофизическими приборами и т.п.) на буровую доставляется ловильный инструмент для ликвидации возможных аварий с этими устройствами.

Весь ловильный инструмент должен быть оснащен переводниками для соединения с бурильной колонной.

Размеры ловильного инструмента и его узлов должны соответствовать размерам элементов бурильной колонны и устройств, работающих в данной скважине. Наибольший наружный диаметр узлов ловильного инструмента или воронки к нему (если она применяется) должен быть на 50–60 мм меньше диаметра скважины.

Как исключение в скважинах с неосложненным стволом в крепких породах наружный диаметр ловильного инструмента может быть на 25–30 мм меньше диаметра ствола скважины. Отдельные виды ловильных инструментов (пауки гидромеханические, удочки ловильные, ерши и т.д.) в соответствии с инструкцией по их эксплуатации могут спускаться в скважину с меньшими зазорами при соблюдении требований к эксплуатации.

На инструментальной площадке бурового предприятия (экспедиции, управления буровых работ) рекомендуется иметь полный набор ловильного инструмента и приспособлений, выпускаемых промышленностью и изготовленных собственными силами. Помимо ловильного инструмента на инструментальной площадке должны находиться: механизмы для ликвидации прихватов, труборезки,

труболовки для обсадных и бурильных труб, ловильные удочки, фрезеры, устройства для удаления мелких металлических предметов, печати, гидроотклонители, испытатели пластов (для ликвидации прихватов), устройства для завода аварийных предметов в ловильный инструмент, отклонители, универсальное вырезающее устройство. Кроме того, для оперативной установки ванны желательно иметь аварийный запас нефти 25–50 м³ и ПАВ-1 т. Все виды ловильного инструмента должны быть комплектными и иметь соответствующую техническую документацию.

Транспортирование и хранение ловильного инструмента.

Качество ловильных работ во многом зависит от состояния ловильного инструмента, поэтому к его транспортировке и хранению следует относиться с особой осторожностью, помня, что некачественным инструментом не только нельзя будет ликвидировать аварию, но и, наоборот, можно ее усложнить.

Ограничений на вид транспортирования ловильного инструмента нет. Весь ловильный инструмент может доставляться любым видом транспорта с гарантией полной сохранности или в ящиках с закреплением в них инструмента от возможного перемещения, или в открытом виде, но при этом его наружная резьба и рабочая часть предохраняются от повреждения деревянными прокладками, скрепленными проволокой, присоединительная резьба защищается деревянной пробкой.

Весь ловильный инструмент должен храниться в законсервированном состоянии согласно инструкции завода-изготовителя. Срок консервации ограничен тремя годами, по истечении которых инструменты и приспособления очищают, проверяют, а затем снова консервируют. Дата консервации, условия и срок хранения должны быть указаны в паспорте ловильного инструмента. К паспорту прилагается инструкция по уходу за ловильным инструментом и его эксплуатации.

Доставленный на буровую ловильный инструмент укладывается на инструментальной площадке для хранения до возможного

случая применения. Полюсы магнитных фрезеров должны быть закрыты деревянной пробкой. Запрещается хранить ловильный инструмент навалом. После работы в скважине годный ловильный инструмент снова консервируют и укладывают на инструментальной площадке. Ловильный инструмент с поломанными или изношенными узлами направляют в механические мастерские предприятия для ремонта. При работе с ловильным инструментом выполняются требования, изложенные в Правилах безопасности в нефтегазодобывающей промышленности.

При подготовке ловильного инструмента для спуска в скважину, перемещении его с площадки внутрь фонаря вышки, присоединении к бурильной колонне, а также при спуске в скважину соблюдаются следующие правила безопасности:

- в местах работы с ловильным инструментом доступ к последнему должен быть со всех сторон свободный;
- механизмы, инструменты и приспособления для сборки, разборки, перемещения и испытания ловильного инструмента на инструментальной площадке или на участке, отведенном для этих целей, должны находиться в исправном состоянии и эксплуатироваться при нагрузках и давлении, не превышающих допустимые по паспорту.

При перемещении ловильного инструмента кранами и другими средствами запрещается стоять под ними и вблизи от них. Если ловильный инструмент требуется опрессовать на буровой, то все лица, находящиеся около него, удаляются на безопасное расстояние. Лицо, контролирующее давление при испытании, должно находиться в специально отведенном месте. К разборке ловильного инструмента после испытания его приступают лишь после снятия давления и нагрузки.

Подготовка ловильного инструмента к работе в скважине.

Перед спуском в скважину ловильный инструмент или приспособление детально осматривают и проверяют для установления его пригодности и составляют эскиз с указанием основных размеров.

При этом проверяют:

- соответствие состояния ловильного инструмента требованиям, изложенным в паспорте;
- замковую присоединительную резьбу к бурильной колонне и смазывают ее;
- состояние циркуляционных отверстий;
- у метчиков, колоколов, труболовок, турбиноловок и других нарезных ловильных инструментов – состояние и качество ловильной резьбы;
- у магнитных ловителей – возможность удержания предмета, оставшегося в скважине;
- у фрезеров всех видов – состояние режущей части, которая не должна иметь повреждений;
- в металлоулавливателях всех видов – состояние и работоспособность узлов.

Устройства для ликвидации прихватов осматривают снаружи визуально и опробуют на перемещение ударников внутри корпуса при условии, что их сборка производилась в мастерской предприятия. Во всех других случаях производится их разборка и сборка на буровой согласно требованиям инструкции.

Подготовка торпед и прихватоопределителей производится специальной геофизической службой по инструкции для каждого их вида. Буровые бригады к этим работам не привлекаются.

В механических труборезках определяют состояние резцов, плавность их перемещения и ввода в работу, в гидropескоструйных труборезках – состояние насадок и узлов; кроме того, визуально проверяется состояние и надежность закрепления узлов в печатях. Аварийным мастером совместно с техническим руководством намечаются работы по устранению выявленных в результате визуального осмотра отклонений.

Подготовленный ловильный инструмент присоединяют к бурильной колонне. Резьбовые соединения закрепляют машинными ключами. Если требуется по инструкции, проверяют ловильный инструмент гидравлическим способом. Подготовленный таким образом ловильный инструмент спускают в скважину.

4.2. Основные виды ловильного инструмента и приспособлений

4.2.1. Метчик ловильный нарезной типа МЛ

Метчик ловильный нарезной (рис. 56–58) предназначен для захвата путем врезания ввинчиванием во внутреннюю поверхность и последующего извлечения трубчатых элементов колонн при проведении ловильных работ в скважинах.

Метчик представляет собой стальной патрубок с конусом на одном конце и муфтовой присоединительной резьбой – на другом. На конусе выполнена специальная ловильная резьба упорного профиля. Вдоль резьбы выполняются продольные канавки специального профиля для улучшения условий врезания и вывода стружки.

В метчике выполнен промывочный канал для прохода промывочной жидкости. На конце метчика выполнен фрезерующий элемент повышенной твердости и предназначенный для освобождения прохода для метчика внутрь извлекаемого объекта.

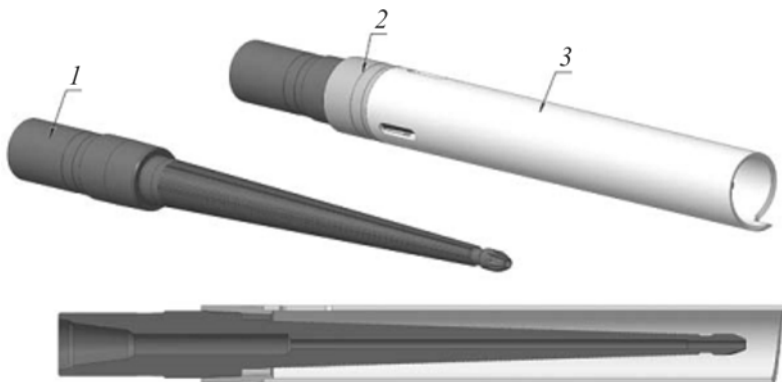


Рис. 56. Общий вид метчика ловильного нарезного: 1 – метчик; 2 – переходная втулка; 3 – направление

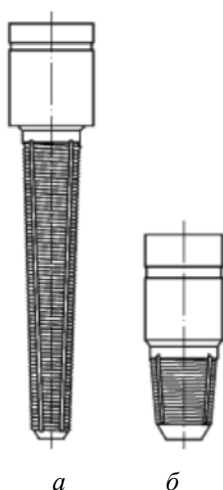


Рис. 57. Ловильные метчики для насосно-компрессорных труб: *а* – универсальный типа МЭУ; *б* – специальный типа МЭС

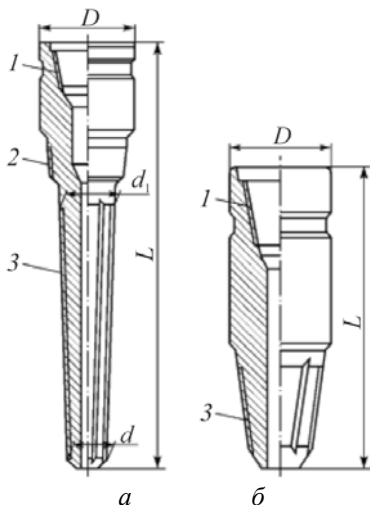


Рис. 58. Метчики ловильные для бурильных труб: *а* – универсальный типа МБУ; *б* – специальные типа МСЗ; 1 – резьба присоединительная к колонне труб; 2 – резьба присоединительная к направлению; 3 – резьба ловильная

В верхней части метчика имеется резьба для присоединения направления.

При использовании метчика без направления для обеспечения сохранности резьбы используется предохранительное кольцо.

Конструкция метчика предусматривает два исполнения – правое и левое.

4.2.2. Колокол ловильный гладкий

Колокол ловильный гладкий представляет собой патрубок, в верхней части которого выполнена присоединительная муфтовая резьба, в нижней части – внутренний ловильный конус (рис. 59).

В колоколе выполнен промывочный канал для прохода промывочной жидкости.

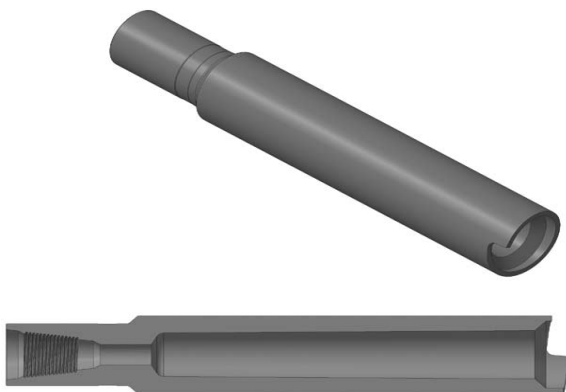


Рис. 59. Общий вид колокола ловильного гладкого

Конструкция колокола ловильного гладкого предусматривает два исполнения – правое и левое и несколько исполнений в зависимости от формы нижнего торца колокола – заводной зуб или ровный торец.

4.2.3. Колокол ловильный нарезной

Колокол ловильный нарезной предназначен для захвата путем навинчивания на наружную поверхность и последующего извлечения цилиндрических элементов колонн при проведении ловильных работ в скважинах.

Колокол ловильный нарезной представляет собой патрубок, в верхней части которого выполнена присоединительная муфтовая резьба, в нижней части – внутренняя ловильная резьба (рис. 60, 61).

На конусе колокола выполнена оригинальная специальная ловильная цементирующая резьба упорного профиля.

Вдоль ловильной резьбы выполняются продольные канавки специального профиля, которые позволяют колоколу глубоко врезаться в ловимый объект и улучшают условия для выноса стружки.

Все колокола имеют заводной зуб для отвода трубы, прижатой к стенке скважины. В колоколе выполнен промывочный канал для прохода промывочной жидкости. Конструкция колокола предусматривает два исполнения – правое и левое.

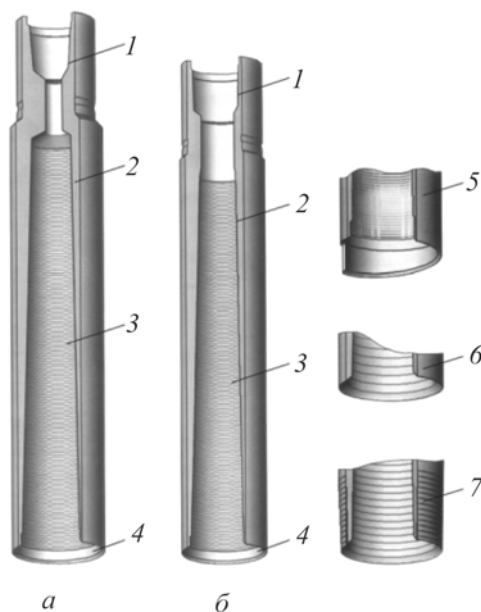


Рис. 60. Колокол типа ЛК и ЛКС конструкции ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис»
а – несквозной типа ЛК; *б* – сквозной типа ЛКС; 1 – резьба присоединительная; 2 – корпус колокола; 3 – резьба ловильная; 4 – воронка с фаской; 5 – воронка с вырезом; 6 – фаска; 7 – резьба под направление

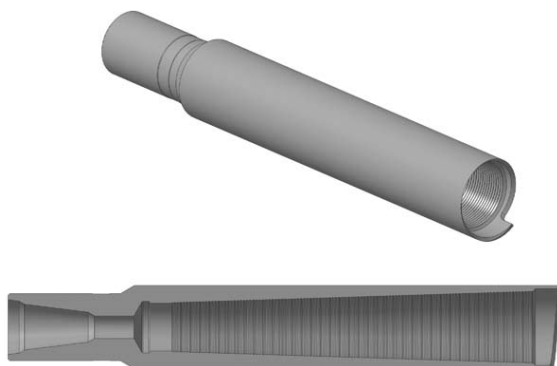


Рис. 61. Общий вид колокола ловильного нарезного

4.2.4. Овершот

Овершот – основной захватывающий снаружи инструмент, наиболее часто применяющийся при ловильных работах. Овершот используют для подъема всех видов труб путем захвата за муфту или за соединительный конец трубы (рис. 62).

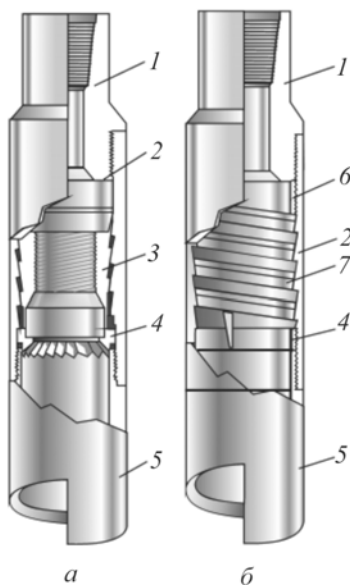


Рис. 62. Овершот: *а* – с плащечным захватом; *б* – со спиральным захватом; 1 – верхний переводник; 2 – корпус; 3 – плащечный захват; 4 – ограничительное кольцо; 5 – направляющая воронка; 6 – пакер; 7 – спиральный захват

4.2.5. Труболовка наружная освобождающаяся короткая

Труболовка наружная освобождающаяся с коротким захватом предназначена для захвата за наружную цилиндрическую поверхность и последующего извлечения элементов трубных колонн при проведении ловильных работ в скважинах.

Труболовка наружная освобождающаяся состоит из следующих деталей: переводник, корпус, воронка направляющая с наборами сменных захватывающих элементов (цанг) с различными диаметра-

ми внутренней ловильной поверхности. Для предотвращения выпадения цанги внутри корпуса приварено кольцо с направляющим зубом, одновременно выполняющее функцию направляющей воронки. Расположение цанги в корпусе ближе к нижнему торцу труболовки обеспечивает возможность извлечения элементов колонн с коротким участком, пригодным для захвата. Труболовка наружная освобождаясь имеет два исполнения – правое и левое (рис. 63).

На рис. 63–67 представлены основные виды трубопроводов.

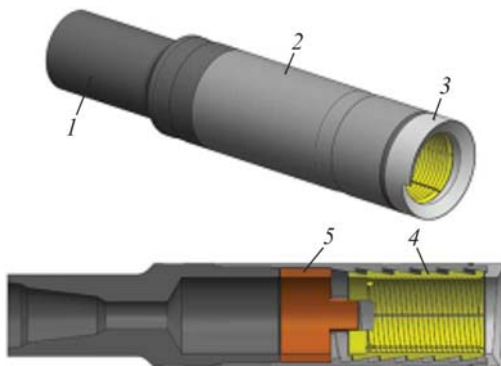


Рис. 63. Общий вид труболовки наружной: 1 – переводник; 2 – корпус; 3 – воронка; 4 – цанга; 5 – кольцо направляющее

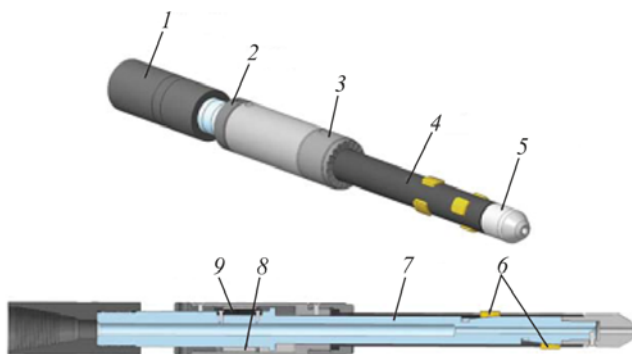


Рис. 64. Общий вид труболовки внутренней: 1 – переводник; 2 – втулка; 3 – втулка фрикционная; 4 – кожух; 5 – наконечник; 6 – плашка; 7 – корпус; 8 – втулка резьбовая; 9 – шпонка

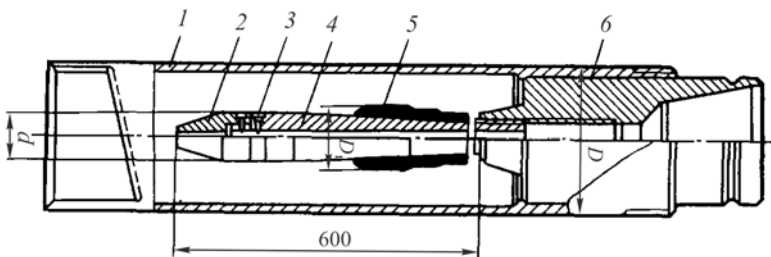


Рис. 65. Труболовка внутренняя универсальная для утяжеленных бурильных труб (ТВУ–УБТ): 1 – направление; 2 – наконечник; 3 – уплотнительный элемент; 4 – корпус; 5 – ловильная втулка; 6 – переводник

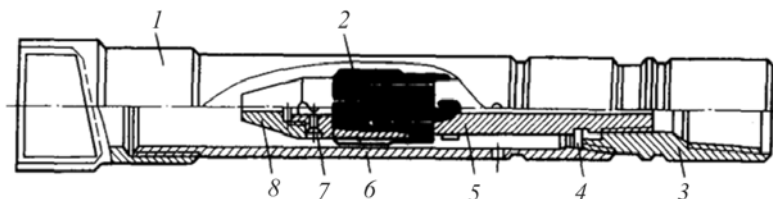


Рис. 66. Труболовка внутренняя извлекаемая (ТВИ): 1 – втулка ловильная; 2 – корпус; 3 – переводник; 4 – манжета; 5 – захватный палец; 6 – воронка; 7 – наконечник

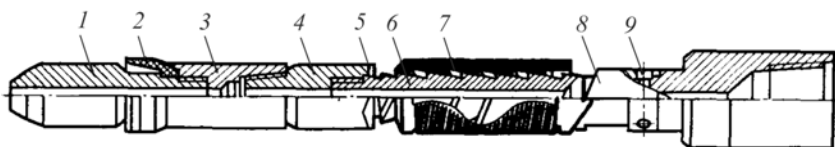


Рис. 67. Труболовка внутренняя спиральная ТВС-140: 1 – наконечник; 2 – уплотнение манжетное; 3, 4 – переводники; 5 – кольцо расцепное; 6 – корпус; 7 – втулка захватная; 8 – втулка управляющая; 9 – винт спиральный

4.2.6. Удочка ловильная для кабеля внутренняя

Удочка ловильная для кабеля внутренняя (рис. 68) предназначена для захвата и последующего извлечения электрокабелей, канатов и проволок при проведении ловильных работ в скважинах.

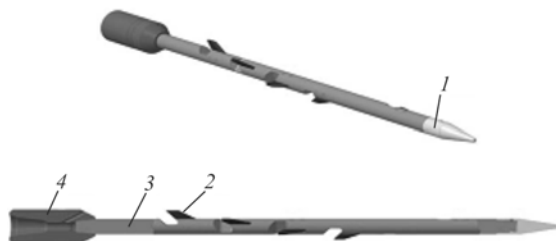


Рис. 68. Общий вид удочки ловильной для кабеля внутренней:

1 – наконечник; 2 – крюк; 3 – корпус; 4 – переходник

Удочка ловильная для кабеля внутренняя имеет прочную конструкцию, позволяющую проводить операции по извлечению кабеля или проволоки из скважины. Крюки расположены по спирали и имеют различные размеры (по нарастающей снизу вверх), что позволяет вкрутить их в плотный сальник из кабеля. Форма наконечника выполнена в виде конуса и позволяет проникнуть в плотный сальник из кабеля или проволоки.

Верхний переводник выполняет функцию ограничительного кольца и имеет наклонные отверстия для проведения технологических промывок.

4.2.7. Удочка шарнирная

Удочка шарнирная типа УШ (рис. 69) предназначена для захвата и последующего извлечения коротажного кабеля, каната и проволоки при проведении ловильных работ в нефтяных, газовых и иных скважинах.

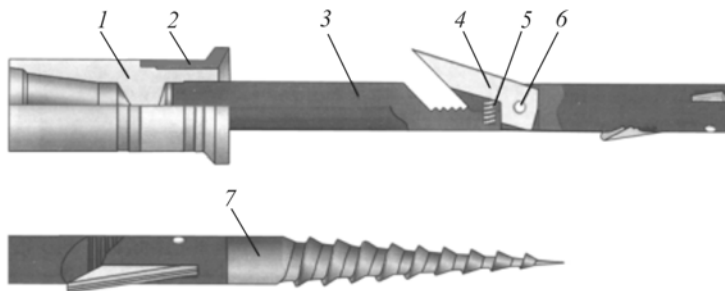


Рис. 69. Удочка шарнирная типа УШ: 1 – переводник; 2 – воронка; 3 – корпус; 4 – крючок; 5 – пружина; 6 – ось; 7 – наконечник

4.2.8. Универсальный ловитель

Универсальный ловитель (рис. 70) предназначен для захвата за наружную цилиндрическую поверхность и последующего извлечения элементов трубных колонн, преимущественно насосных штанг, при проведении ремонтных и аварийно-восстановительных работ в скважинах.

Универсальный ловитель состоит из переводника, корпуса, трех вставок, комплекта сменных плашек, сменного фиксатора и воронки.

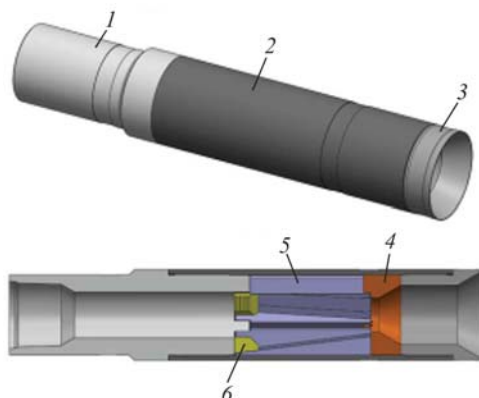


Рис. 70. Общий вид универсального ловителя: 1 – переводник; 2 – корпус; 3 – воронка; 4 – фиксатор; 5 – вставка; 6 – плашка

Узел захвата ловителя состоит из трех вставок, закрепленных в корпусе фиксатором с флажками, и трех плашек. Плашки перемещаются по направляющим вставкам, имеющим профиль типа «ласточкин хвост». На плашках выполнена зубчатая нарезка.

Конструкция универсального ловителя предусматривает два исполнения – правое и левое, в зависимости от направления при соединительной резьбы к ловильной колонне.

Натяжением ловильной колонны плашки смещаются и зубьями врезаются в тело аварийной колонны. Дальнейшее натяжение колонны приводит к заклиниванию плашек и захватываемого элемента, в результате чего осуществляется надежное соединение ловителя и аварийной колонны.

4.2.9. Фрезеры забойные типа ФЗ

Забойные фрезеры выпускаются трех видов:

- легкого;
- среднего;
- тяжелого.

Фрезеры легкого вида (рис. 71) предназначены для разрушения труб группы прочности Д, К, Е. Торцевая поверхность фрезера армируется твердым сплавом на 40 %.

Фрезеры среднего вида (рис. 72) предназначены для разрушения труб группы прочности Л, М. Торцевая поверхность фрезера армируется твердым сплавом на 60 %.

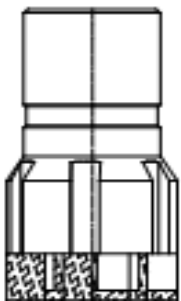
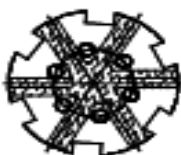


Рис. 71. Фрезер забойный типа ФЗ легкого вида

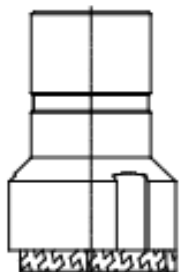
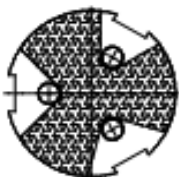


Рис. 72. Фрезер забойный типа ФЗ среднего вида

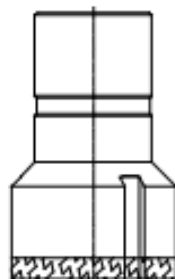
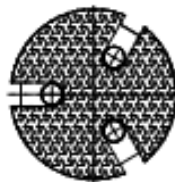


Рис. 73. Фрезер забойный типа ФЗ тяжелого вида

Фрезеры тяжелого вида (рис. 73) предназначены для разрушения элементов бурильных колонн, долот, аварийных инструментов из сталей группы прочности Р, Т. Торцевая поверхность фрезера армируется твердым сплавом на 80 %.

4.2.10. Шламометаллоуловители типа ШМУ

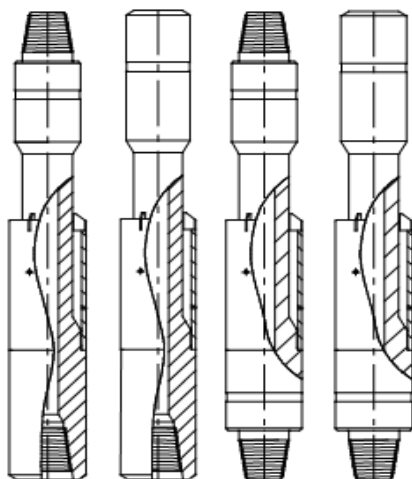


Рис. 74. Шламометаллоуловители

Шламометаллоуловители типа ШМУ (рис. 74) предназначены для улавливания обломков разрушаемых в скважине металлических объектов и отдельных фрагментов вооружения разрушающих инструментов (долот, фрезеров и т.д.).

Шламометаллоуловители выпускаются с правой или левой соединительной резьбой.

4.2.11. Фрезеры кольцевые

Фрезеры кольцевые (рис. 75) предназначены для разрушения металлических предметов, цементного камня и зацементированных металлических предметов между стенкой скважины или обсадной колонной и элементами лифтовой или бурильной колонн.

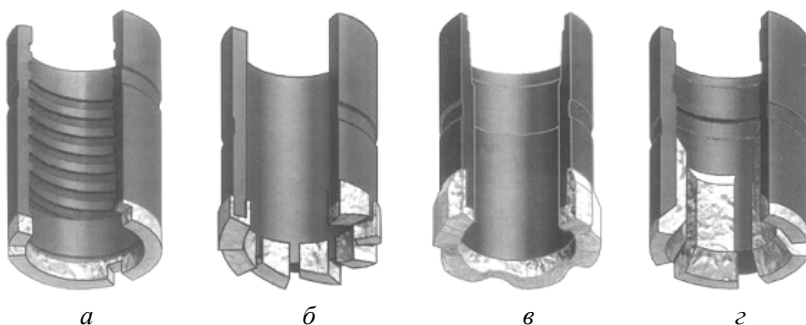


Рис. 75. Фрезеры кольцевые: а – типа 11Ф с плоской поверхностью; б – типа 11Ф с зубчатой поверхностью; в – типа 12Ф с волнистой поверхностью; г – типа 13Ф с конической поверхностью

Фрезер состоит из трубчатого корпуса, изготовленного из высокопрочной легированной стали режуще-истирающей напайки, состоящей из частиц дробленного карбида вольфрама, внедренных в матрицу из никельсодержащей латуни.

4.2.12. Магнитный фрезер-ловитель типа ФМ, ФЛМ

Магнитные фрезеры-ловители типа ФМ, ФЛМ (рис. 76, 77) предназначены для извлечения из скважины предметов, обладающих ферромагнитными свойствами, в том числе изготовленных из твердого сплава.

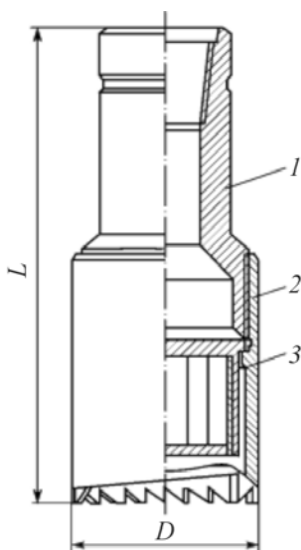


Рис. 76. Магнитный фрезер-ловитель типа ФМ: 1 – переводник; 2 – корпус фрезера; 3 – система магнитная

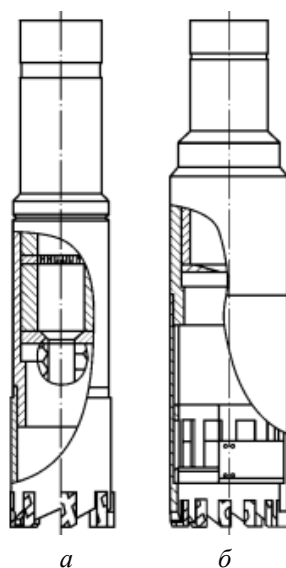


Рис. 77. Фрезеры-ловители магнитные конструкции ЗАО «Завод „ИЗМЕРОН“»: а – типа ФЛМ; б – типа ФМЗ с механическим захватом

4.2.13. Устройства очищающие типа УОЗС и УОЗ1

Устройства очищающие типа УОЗС и УОЗ1 (рис. 78) на постоянных магнитах для очистки забоя скважин от металла применяются как в обсаженных, так и в необсаженных стволах скважин совместно с колонной бурильных труб при ликвидации аварий, связанных с оставлением на забое частей и деталей породоразрушающего инструмента и элементов бурильной колонны; при профилактической очистке забоя скважины в процессе бурения, капитальном ремонте скважин.

4.2.14. Гидравлический ударный механизм типа ГУМ и ГУМД

На рис. 79 представлен гидравлический ударный механизм типа ГУМ и ГУМД.

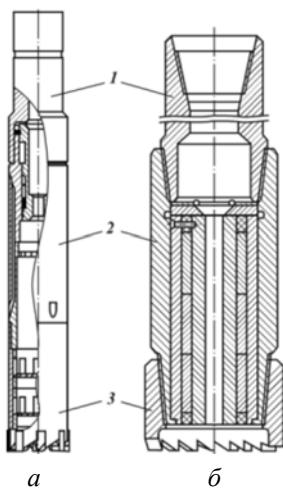


Рис. 78. Устройства очищающие типа УОЗС и УОЗ1: 1 – переводник; 2 – корпус; 3 – головка с зубцами

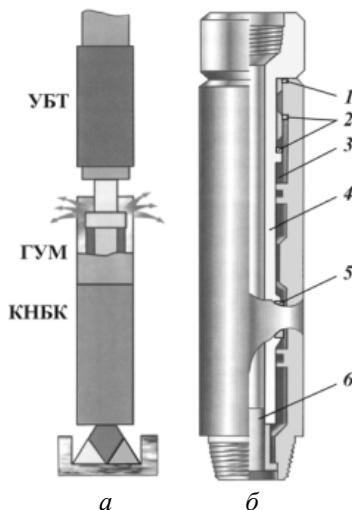


Рис. 79. Гидравлический ударный механизм типа ГУМ и ГУМД конструкции ОАО НПО «Буровая техника»: 1, 2 – места соударения при срабатывании вверх и вниз; 3 – корпус; 4 – шпindel; 5 – дрессель; 6 – звено разрывное

4.2.15. Ясы гидромеханические типа ГМ и компенсаторы механические типа КМ

Ясы гидромеханические типа ГМ (рис. 80, *а*) предназначены для создания ударных нагрузок при ликвидации аварий в скважине. Конструкция яссов позволяет производить удары вверх, вниз или вверху и вниз.

Вместе с яссами используют компенсаторы механические типа КМ (рис. 80, *б*) для гашения упругих колебаний колонны труб.

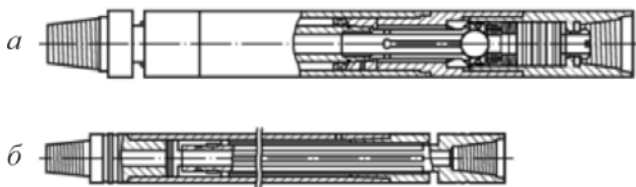


Рис. 80. Ясс гидромеханический типа ГМ (*а*) и компенсатор механический типа КМ (*б*) конструкции ЗАО «Завод „ИЗМЕРОН“»

4.2.16. Волновой ударный механизм типа ВУМП

Волновой ударный механизм типа ВУМП (рис. 81) предназначен для ликвидации прихватов колонны труб при капитальном ремонте скважин. В состав каждого механизма входит ясс гидромеханический типа ГМ, компенсатор механический типа КМ, замок безопасный типа ЗБП.

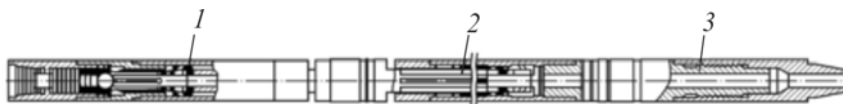


Рис. 81. Волновой ударный механизм типа ВУМП для ликвидации прихватов конструкции ЗАО «Завод „ИЗМЕРОН“»: 1 – ясс типа ГМ; 2 – компенсатор типа КМ; 3 – замок безопасный типа ЗБП

4.2.17. Универсальная печать типа ПУ-2

Универсальная печать типа ПУ-2 (рис. 82) предназначена для определения по отisku, полученному на ее алюминиевой оболочке, положения верхнего конца и формы объекта, оставшегося в скважине из-за аварии.

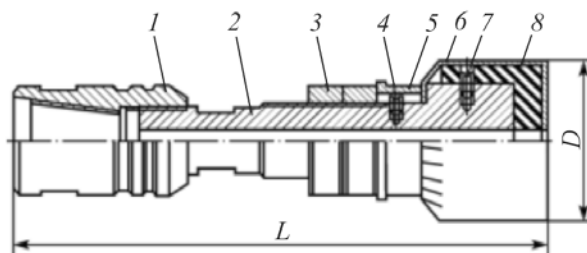


Рис. 82. Универсальная печать типа ПУ-2:

1 – переводник соединительный; 2 – корпус; 3 – гайка нажимная; 4 – винт направляющий; 5 – втулка нажимная; 6 – оболочка алюминиевая; 7 – винт крепежный; 8 – стакан резиновый.

4.2.18. Трубный паук

Трубные пауки (рис. 83) предназначены для извлечения из скважины металлических предметов: лап, шарошек, кувалд и пр.

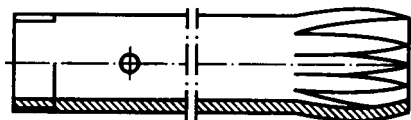


Рис. 83. Трубный паук

Изготавливают трубные пауки из обсадной трубы длиной 1,5–2,5 м так, чтобы ее можно было использовать повторно. В нижней части обсадной трубы нарезают зубья высотой 20–35 см, которые потом подвергают обжигу. Для предупреждения преждевременного загиба отдельные зубья делают бочкообразными.

Диаметр паука должен быть на 30–50 мм меньше диаметра скважины. Перед спуском паука желательно проработать ствол скважины на 2–3 м выше забоя, а затем углубить скважину на 0,3–0,5 м пикообразным долотом. После этого на забой опускают паук и создают нагрузку на него. Зубья паука сходятся по образующей конуса, металлические предметы, находящиеся на забое, вместе с частью породы заходят внутрь и остаются в пауке.

4.2.19. Труборезка

Наружная механическая труборезка (рис. 84) предназначена для отрезания и извлечения на поверхность бурильных и насосно-компрессорных труб и обсадных труб малого диаметра, прихваченных в скважине.

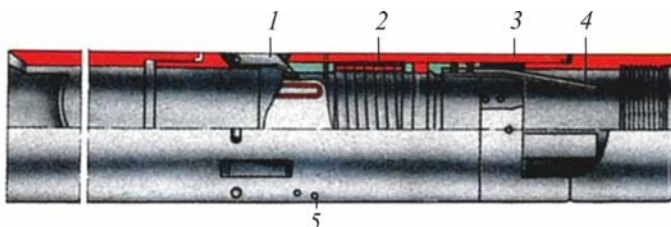


Рис. 84. Наружная труборезка: 1 – резец; 2 – спиральная пружина; 3 – корпус; 4 – плоская пружина; 5 – штифты

4.2.20. Основные типы торпед

Торпедирование (рис. 85) при ликвидации аварий применяют в основном для следующих целей: встряхивания с целью освобождения заклиненных и прилипших к стенкам скважины колонн труб; ослабления резьбовых соединений с целью облегчения развинчивания колонн; обрыва и срезания труб с целью отсоединения от прихваченных труб; разрушения металлических предметов в скважине; образования каверн при забуливании нового ствола; борьбы с желобами.

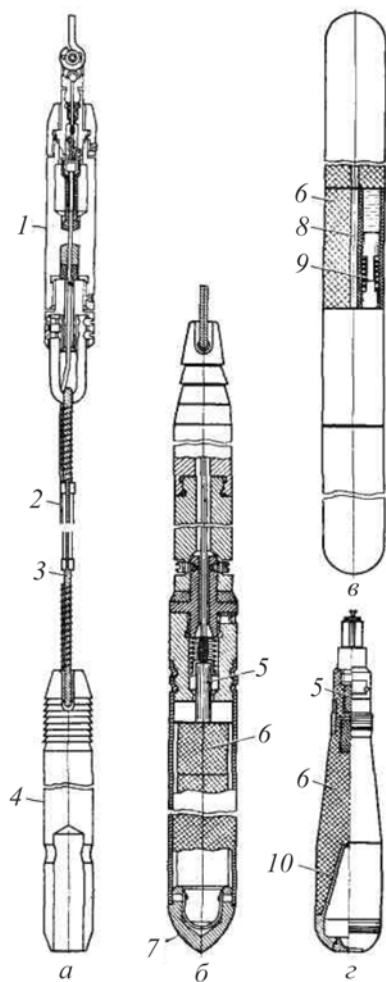


Рис. 85. Торпеды для взрывания в скважинах:

а – торпеда из детонирующего шнура; *б* – торпеда из термостойких шашек; *в* – торпеда из больших шашек; *г* – торпеда кумулятивная осевая; 1 – головка торпеды; 2 – детонирующий шнур; 3 – трос; 4 – груз; 5 – взрывной патрон; 6 – заряд торпеды; 7 – корпус; 8 – трос для сбора зарядов; 9 – взрыватель замедленного действия; 10 – кумулятивная воронка

4.3. Основные приемы производства ловильных работ

Соединение отвернувшихся труб. Для предотвращения развинчивания бурильных труб во время спуска инструмента и во время промывки или проработки ствола скважины необходимо все замковые соединения бурильных труб крепить машинными ключами. Если в результате нарушения этого правила произошло развинчивание труб в замке, необходимо опустить верхний конец бурильных труб и попытаться соединить их с замковой муфтой отвернувшихся труб. Если соединение удалось, следует немедленно приступить к подъему инструмента.

Ловля метчиком и калибром. Метчики и калибры служат для извлечения оставшихся в скважине труб в случае, если обрыв (слом) произошел в муфте или в замке. Метчик или калибр может опускаться «голым» или с направлением и воронкой.

Не доходя до оборванного конца труб, пускают в ход насос. Крепить метчик и калибр с оставшимся концом следует при полной посадке только после восстановления циркуляции через долото.

Если конец оставшегося инструмента находится на небольшой глубине, то допускается крепление метчика без восстановления циркуляции, так как при отвинчивании инструмента под натяжкой может отвинтиться либо метчик, либо трубы ниже метчика.

Момент посадки метчика на конец оставшегося инструмента отмечается уменьшением нагрузки на крюке по индикатору веса и резким повышением давления на манометре бурового насоса. Если давление на манометре несколько снизится, то это указывает на восстановление циркуляции через долото. Если же давление на манометре продолжает возрастать до критических значений для установленных втулок насоса, то следует уменьшить производительность насоса.

Если при этом не удастся восстановить циркуляцию через долото, то следует воспользоваться цементирующим агрегатом ЦА-300 и с его помощью попробовать восстановить циркуляцию. Если же

циркуляцию не удастся восстановить, то в этом случае принимается другой план ликвидации аварии путем торпедирования труб или путем постепенного фрезерования с последующим отвинчиванием по частям, о чем будет сказано ниже.

Для предотвращения прихвата инструмента в ожидании цементировочного агрегата следует приподнять инструмент с метчиком и расхаживать его с периодическим вращением.

Необходимые подготовительные работы к ловле (при любом спускаемом инструменте) следует организовать таким образом, чтобы к моменту дохождения ловильного инструмента до конца оборвавшихся труб насос был полностью подготовлен к продавке максимально возможным давлением.

Ловля колоколом. Колокол служит для ловли оставшегося инструмента, если слом произошел в утолщенном месте или в теле трубы.

Колокол спускают с воронкой. Не доходя 1 м до конца слома, вызывая циркуляцию, при медленной посадке колокола на конец слома производят его навинчивание.

Навинчивать колокол надо при самых малых оборотах ротора (при малых длинах бурильных и обсадных колонн, оставшихся в скважине, навинчивание колокола рекомендуется производить короткими рывками), следя при этом за показаниями манометра насоса. В случае восстановления циркуляции через долото нужно закрепить колокол и приступить к подъему оставшегося инструмента.

Аварийный мастер должен помнить, что сорвать закрепленный колокол с места слома не представляется возможным и поэтому закреплять колокол без восстановления циркуляции нельзя. В остальном все работы по ловле ведутся так же, как работы по ловле метчиком или калибром.

Ловля шлипсом. Шлипсы служат для ловли оставшегося в скважине инструмента путем захвата плашками шлипса сломанного конца трубы или муфты.

Нельзя спускать в скважину шлипсы, у которых сработана нарезка плашек, имеется заедание, размер манжет или плашек не отвечает размеру трубы или муфты, не работает пружина.

Шлипс спускают в скважину для ловли инструмента в случае, если конец оставшихся труб не разворочен. В этом случае шлипс спускают, закрепляют, восстанавливают циркуляцию и приступают к подъему оставшегося инструмента.

Если циркуляция через долото не будет восстановлена, то инструмент расхаживают. В случае, если инструмент не пойдет, шлипс освобождают. Освобождают шлипс следующим образом. Инструменту дают резко вниз и, подобрав спущенный со шлипсом инструмент, вращают его вправо, постепенно снимая его с конца оставшихся в скважине труб.

Шлипс с промывкой является наиболее удобным ловильным инструментом, и ему необходимо отдать предпочтение перед другими конструкциями ловильных инструментов (колокол, метчик, овершот).

Ловля овершотом. Овершоты служат для захвата плоскими пружинами под муфту или замок оставшихся бурильных труб.

Пружины овершота рассчитаны на ловлю труб в скважинах глубиной не выше 1000–1200 м.

Не доходя овершотом до конца слома инструмента на 1–2 м, вызывают циркуляцию. Накрыв конец трубы путем медленного вращения и спуска овершота, останавливают ротор, пропускают овершот ниже муфты или замка. Если поднять инструмент не удастся, то овершот необходимо освободить путем срыва пружин вращением ротора под натяжкой.

Овершот является несовершенным инструментом, так как после его спуска нельзя восстановить циркуляцию через долото.

Работа отводным крючком. В случае, когда конец оставшегося инструмента не удастся накрыть ловильным инструментом, спущенным даже на кривой трубе, то отвести этот конец инструмента в центр скважины следует при помощи отводного крючка.

Размер отводного крючка, на внутренней стороне которого делаются насечки, должен быть меньше диаметра скважины на 25 мм. Не доходя 1–2 м до конца оставшихся труб, начинают мед-

ленно допускать отводной крючок с очень медленным вращением. Если при этом начнутся толчки и заклинивание крючка, его нужно спустить ниже, завести за конец труб и путем протаскивания крючка наверх отвести трубы в центр. Если толчков и заклинивания при этом нет, приступают к подъему крючка, причем поднимать крючок через башмак колонны следует осторожно.

Поднятый крючок промывают и тщательно осматривают. Горизонтальные царапины и истирание насечек показывает, что крючок завел конец трубы в центр. Отсутствие внутренних царапин и истирания говорит о том, что крючок работал мимо, и его следует спустить заново.

Ловля мелких предметов, упавших в скважину. Мелкие предметы, упавшие в скважину, или же мелкие детали долота вплоть до шарошек ловят магнитным фрезером-пауком или лопильным пауком.

Магнитный фрезер спускают, не доходя до забоя на 0,2–0,3 м, и тщательно промывают его. После этого насос выключают, а магнитный фрезер спускают на забой. Магнитный фрезер спускают с воронкой соответствующего размера. Поднимать инструмент необходимо осторожно, без встряхивания, а отвинчивать свечи вручную.

Ловля пауком. Не доходя до забоя на 0,5–0,8 м, тщательно промывают скважину. После этого начинают медленно вращать паук и одновременно сажать его на забой до тех пор, пока паук не начнет зубьями цеплять за оставшиеся детали. После этого дают нагрузку на паук (1–2 деления) и несколько минут работают на забое. Предположив, что оставшиеся детали оказались внутри паука, нагружают инструмент для завертывания зубьев паука и начинают подъем.

Оставшиеся детали ловят фрезером с внутренними коническими зубьями, наваренными твердым сплавом, в следующей последовательности. Но допуская фрезер до забоя на 0,5 м, тщательно промывают скважину. После этого, медленно вращая ротор и спуская инструмент, детали офрезеровывают. По окончании офрезерования

прекращают промывку и закрепленные внутри фрезера детали «затирают». Поднимать инструмент нужно без рывков, а отвинчивать свечи вручную.

Когда оставшиеся на забое детали не удастся поднять указанными выше ловильными инструментами, необходимы следующие мероприятия:

- при бурении в мягких породах надо спускать пикообразное долото диаметром меньше диаметра скважины на 50–60 мм и пробуриль около 0,5 м; после этой операции надо спустить долото РХ диаметром, равным диаметру скважины, и медленным вращением оставшиеся детали столкнуть в подготовленное узкое место; затем спустить ловильный инструмент: магнитный фрезер, ловильный паук и так далее, которым извлечь из скважины оставшиеся детали;
- при наличии на забое крепких пород спускают торцовый фрезер, которым размалывают оставшиеся на забое детали;
- при неудаче ловли магнитным фрезером и пауком применяют торпедирование оставшихся деталей на забое.

4.3.1. Торпедирование инструмента

Процесс торпедирования заключается в следующем:

- отвинчивают рабочую трубу и в бурильные трубы спускают шаблон для определения глубины прохождения торпеды;
- после этого спускают рабочую торпеду, взрывать которую желательно в утолщенном месте трубы либо в замке или муфте;
- после взрыва поднимают инструмент;
- оставшуюся часть инструмента не извлекают и нарезают новый ствол выше оставшегося инструмента.

Зарезать новый ствол надо также в следующих случаях:

- при полете инструмента и поломке его в двух местах и более или расположении его в скважине в два ряда;
- при отклонении конца оставшегося инструмента от центра, невозможности его завода и установки конца в центр;
- сломанный конец разворочен и не поддается обработке фрезером;
- не удастся восстановить циркуляцию.

4.3.2. Фрезерование и отвинчивание инструмента левыми трубами

При невозможности восстановить циркуляцию, чтобы установить нефтяную ванну, а также в случае, когда конец оставшихся труб находится в башмаке или чуть ниже и торпеда не проходит в бурильных трубах, извлекать трубы следует по частям фрезерованием с последующим отвинчиванием левым бурильным инструментом.

Извлечение оставшегося инструмента в таком случае происходит следующим образом:

- при помощи ловильного инструмента (метчика, колокола или шлипса) соединяются с концом оставшегося инструмента и дают небольшую натяжку, затем, вращая влево, отвинчивают трубы;
- после подъема отвинченных свеч спускают на обсадных трубах кольцевой фрезер (обуриватель), минимальная длина обсадных труб должна быть больше длины свечи; после офрезерования производится отвинчивание. Следует помнить, что во избежание потери конца труб, оставшихся в скважине, офрезеровать следует на 1–2 м ниже муфты или замка, подлежащих отвинчиванию.

В целях сокращения СПО под переводником с левых бурильных труб на обсадные внутри обсадных труб рекомендуется монтировать метчик.

Однако не всегда имеются левые трубы. Тогда оставшиеся трубы извлекают правыми трубами в следующем порядке:

- ниже конца оставшихся в скважине труб на 100–150 м производят торпедирование;
- спускают ловильный инструмент, составленный в следующем порядке (считая снизу вверх): фрезер, обсадные трубы 100–150 м, в переводнике метчик и далее правые бурильные трубы;
- офрезеровывают верхнюю часть оторванного инструмента ниже нового конца на 1,5–2,0 м, после окончания офрезерования навинчивают метчик и поднимают трубы.

Все операции в такой же последовательности продолжают до тех пор, пока не будет извлечен весь оставшийся в скважине инструмент.

4.3.3. Ловильные работы в кавернах

В скажинах с открытым стволом «голова» оборванных труб часто уходит в каверну. Обычная ловильная колонна с овершотом может пройти мимо головы труб и коснуться их гораздо ниже. В этом случае при вращении колонны направляющая воронка овершота слегка подклинивает, потом срывается. Может оказаться, что соединиться с оборванными трубами спущенной компоновкой не удастся. Для ликвидации таких аварий может использоваться кривая труба.

Кривая труба. Труба, слегка изогнутая вблизи ниппеля и включенная в компоновку ловильной колонны непосредственно над овершотом, отводит инструмент под углом в сторону и иногда позволяет соединиться с ушедшей в каверну головой труб. Это самый простой и доступный способ. Некоторые специалисты используют переводник с боковым соплом. При прокачке жидкости из сопла выбрасывается струя, отжимающая переводник к противоположной стенке скважины. Этот способ не везде можно применять, так как струя размывает не только фильтрационную корку на стенке скважины, но и стенку.

Изготавливают специальные переводники, оси резьб которых наклонены друг к другу под определенным углом. Их называют кривыми переводниками, забурочными переводниками, переводниками со смещенными осями. Их можно применить вместо кривой трубы. Если использование кривой трубы не дает эффекта, можно заменить направляющую воронку овершота специальной направляющей воронкой с отводным крючком.

5. ПРАКТИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ И ПРИ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ

Пример № 1

Определить гидростатическое давление бурового раствора на забой, если глубина скважины $H = 3000$ м, плотность бурового раствора $\rho_{\text{бр}} = 1,25$ г/см³, статическое напряжение сдвига $\theta = 0,03$ Н/см³, или 30 кН/м², диаметр скважины $D_c = 200$ мм.

Решение: гидростатическое давление бурового раствора на забой скважины определяется по формуле

$$P_{\text{ст}} = P_0 + \frac{\rho H_{\text{бр}}}{100} \pm P_c,$$

где P_0 – давление на свободной поверхности бурового раствора (в кольцевом пространстве на устье скважины). Это давление возникает в том случае, если буровой раствор выходит из скважины через герметизирующее приспособление или при задавке скважины с закрытым полностью или частично превентором. В нашем случае буровой раствор свободно выходит из скважины, т.е. $P_0 = 0$;

P_c – давление, которое может возникнуть на забое при появлении структурных свойств бурового раствора.

Если давление на забое начинает медленно возрастать в результате свободного притока жидкости в скважину, то до начала движения раствора величину P_c необходимо брать со знаком «+». Если происходит медленное отфильтровывание воды в нижней части скважины при неизменном положении уровня в скважине, то величину P_c необходимо брать со знаком «–». Если скважина заполнена водой, то $P_c = 0$. Величину P_c определяют по формуле

$$P_c = 4\theta / D_c = 4 \cdot 30 \cdot 3000 / 0,2 = 1800 \text{ Н/см}^2 = 1,8 \text{ МПа}.$$

Принимая в нашем примере величину P_c со знаком «+», получаем

$$P_{\text{ст}} = \frac{1,25 \cdot 3000}{100} + 1,8 = 37,5 + 1,8 = 39,3 \text{ МПа}.$$

Таким образом, в статическом состоянии давление на забой скважины в результате пластических свойств раствора отклоняется от гидростатического на 1,8 МПа. Если раствор долгое время находился в состоянии покоя, в силу тиксотропных свойств и других причин статическое напряжение сдвига раствора может возрасти в 3–5 раз. При этом также возрастет и P_c . Это всегда следует учитывать при определении начального давления на выкиде насосов в процессе продавки бурового раствора, который долгое время находился в покое.

Примечание. На практике величиной P_c пренебрегают, тогда гидростатическое давление бурового раствора на забой: $P_{ст} = P_0 + P_{бр} \cdot H/100$, а если устье скважины свободно открыто, то $P_0 = 0$ и $P = P_{бр} \cdot H/100$.

Пример № 2

Определить, как изменится статический уровень в скважине при замене глинистого раствора водой для следующих условий: глубина скважины $H = 617$ м, плотность глинистого раствора $P_{бр} = 1240$ кг/м³, статический уровень раствора в скважине $h_{ст1} = 125$ м.

Положение статического уровня воды в скважине при замене глинистого раствора водой устанавливается из выражения

$$h_{ст2} = H - h_b,$$

где h_b – высота столба воды,

$$h_b = h_{бр} \rho_{бр} / \rho_b = (H - h_{ст1}) \rho_{бр} / \rho_b;$$

$h_{бр}$ – высота столба раствора в скважине;

$h_{ст1}$ – статический уровень раствора в скважине.

Решение: высота столба раствора (м) в скважине

$$h_{бр} = H - h_{ст1} = 617 - 125 = 492.$$

Высота столба воды (м) находится по формуле

$$h_b = \frac{h_{бр} \rho_{бр}}{\rho_b} = 492 \cdot \frac{1240}{1000} = 610.$$

Положение статического уровня воды (м) в скважине

$$h_{\text{ст}2} = 617 - 610 = 7.$$

Плотность жидкости для замены в скважине раствора с таким расчетом, чтобы статический уровень был на устье, вычисляется из уравнения

$$\rho_1 = (H - h_{\text{ст}1})\rho_{\text{бр}}/H.$$

Пример № 3

При бурении под кондуктор в скважине глубиной $H = 487$ м статический уровень раствора плотностью $\rho_{\text{бр}} = 1210$ кг/м³ составлял $h_{\text{ст}1} = 27$ м. Какова должна быть плотность бурового раствора, чтобы статический уровень был на устье?

Решение: по формуле

$$\rho_1 = (H - h_{\text{ст}1}) \rho_{\text{бр}}/H = (487 - 27) 1210 / 487 = 1143 \text{ кг/м}^3.$$

Если рост $\rho_{\text{бр}}$ обусловлен переходом части выбуренной породы в активную твердую фазу, то восстановить ее можно разбавлением раствора водой с введением соответствующих реагентов.

Объем добавляемой воды на единицу объема раствора $V_{\text{бр}}$ (м³) для уменьшения плотности от $\rho_{\text{бр}}$ до $\rho''_{\text{бр}}$ вычисляется по формуле

$$V'' = \frac{V_0 (\rho_{\text{бр}} - \rho''_{\text{бр}})}{(\rho''_{\text{бр}} - \rho_{\text{в}})}.$$

Плотность бурового раствора, обеспечивающая нормальную циркуляцию при поглощении, определяется из уравнения

$$\rho_{\text{бр}2} = k\rho_{\text{бр}1}(h_{\text{п}} - h_{\text{ст}1})/h_{\text{п}},$$

где k – коэффициент запаса, $k = 0,85$;

$h_{\text{п}}$ – глубина нахождения кровли поглощающего горизонта, м.

Пример № 4

Глубина нахождения кровли поглощающего пласта $h_{\text{п}} = 293$ м; глубина положения статического уровня $h_{\text{ст}} = 5$ м; плотность бурового раствора $\rho_{\text{бр}1} = 1200$ кг/м³. Определить плотность бурового раствора, который должен обеспечить нормальную циркуляцию при поглощении.

Решение: по уравнению находим плотность раствора (кг/м³):

$$\rho_{\text{бр2}} = \frac{k\rho_{\text{бр1}}(h_{\text{п}} - h_{\text{ст1}})}{h_{\text{п}}} = 0,85 \cdot \frac{1200(293 - 5)}{293} = 1003.$$

Вывод. Для осуществления нормальной циркуляции достаточно заменить циркулирующий буровой раствор водой при условии, если это позволяет геологический разрез скважины.

Объем бурового раствора (м³), который поглотила скважина,

$$Q = Sh,$$

где S – площадь приемной емкости, м²;

h – высота снижения уровня в емкости, м.

Интенсивность поглощения (в м³/ч)

$$Q_1 = \frac{Q60}{t},$$

где t – время, за которое уровень в емкости снизился на величину h , ч.

Пример № 5

При вскрытии трещиноватых и ошлакованных базальтов четвертичного возраста произошло поглощение бурового раствора. В процессе бурения при работе насоса за время $t = 45$ мин уровень в емкости, площадь основания которой $S = 9$ м², снизился на $h = 0,6$ м. Найти объем бурового раствора, который поглотила скважина, и интенсивность поглощения.

Решение: объем бурового раствора, который поглотила скважина,

$$Q = Sh = 9 \cdot 0,6 = 5,4 \text{ м}^3.$$

Интенсивность поглощения (м³/ч)

$$Q_1 = \frac{Q60}{t} = \frac{5,4 \cdot 60}{45} = 7,2.$$

Коэффициент поглощающей способности при полном поглощении бурового раствора

$$K_{\text{пс}} = Q_1 / \sqrt{h_{\text{ст}} - h_{\text{д}}},$$

где $h_{\text{д}}$ – динамический уровень раствора в скважине, м.

Классификация зон поглощения в зависимости от величины $K_{\text{пс}}$ приведена в табл. 26.

Таблица 26

Классификация зон поглощения
в зависимости от величины $K_{\text{пс}}$

Коэффициент $K_{\text{пс}}$	1	1–3	3–5	3–15	15–25	> 25
Классификация зон поглощения	I	II	III	IV	V	VI
Поглощение	Частичное	Полное	Интенсивное	Катастрофическое		

Пример № 6

Газоносный пласт, давление в котором $P_{\text{пл}} = 32$ МПа, залегает на глубине $H = 2600$ м. Требуется оценить относительное давление.

Решение: относительное давление в пласте вычисляется из выражения

$$P_{\text{пл(от)}} = \frac{P_{\text{пл}}}{\rho_{\text{в}} g H} = \frac{32 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 1000 \cdot 2600} = 1,25,$$

где $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды, кг/м³.

Плотность бурового раствора для предупреждения выброса при вскрытии продуктивного горизонта

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{k_{\text{р}} P_{\text{пл}}}{g H},$$

где $k_{\text{р}}$ – коэффициент превышения гидростатического давления над пластовым, величина которого выбирается в зависимости от глубины залегания горизонта H : $k_{\text{р}} = 1,10$ при $H < 1200$ м; $k_{\text{р}} = 1,05$ при $H > 1200$ м.

Пример № 7

Глубина залегания кровли газоносного горизонта $H = 3120$ м, пластовое давление $P_{\text{пл}} = 39,2$ МПа. Определить плотность бурового раствора для предупреждения выброса при вскрытии продуктивного пласта.

Решение: принимаем $k_p = 1,05$. Подставляя данные в формулу

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{k_p P_{\text{пл}}}{gH}, \text{ находим}$$

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,05 \cdot 39,2 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 3120} = 1345 \text{ кг/м}^3.$$

Значение $\rho_{\text{бр}}$, необходимое для создания противодействия на пласт, можно также вычислить из выражения

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{P_{\text{пл}} + \Delta p}{gH},$$

где Δp – требуемая величина превышения гидростатического давления над пластовым, устанавливаемая ПБ.

Пример № 8

На глубине $H = 950$ м пластовое давление $P_{\text{пл}} = 12$ МПа. Для безопасности требуется превышение гидростатического давления над пластовым $\Delta p = 2$ МПа. Какой должна быть плотность бурового раствора?

Решение: из уравнения

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{P_{\text{пл}} + \Delta p}{gH} = \frac{(12 + 2)10^6}{9,81 \cdot 950} = 1502 \text{ кг/м}^3.$$

Давление (Па) сдвига вязкопластичной жидкости на забое

$$P_c = \frac{4\theta h}{D}.$$

Пример № 9

Из скважины, диаметр которой $D = 398$ мм $= 398 \cdot 10^{-3}$ м, требуется поднять бурильную колонну наружным диаметром $d = 140$ мм $= 140 \cdot 10^{-3}$ м и длиной $L = 1600$ м. Определить давление, необходимое для начала движения глинистого раствора в кольцевом пространстве (снижение давления на стенки скважины), если

статическое напряжение сдвига утяжеленного глинистого раствора, заполняющего скважину, $\theta = 18$ Па.

Решение: давление (Па), необходимое для начала движения бурового раствора в кольцевом пространстве,

$$P_{\theta} = \frac{4L\theta}{(D-d)},$$

где L – длина бурильной колонны, м;

D, d – диаметр соответственно скважины и бурильных труб, м.

Искомое давление (МПа) находим по формуле

$$P_{\theta} = \frac{4 \cdot 1600 \cdot 18}{(398 - 140)10^{-3}} = 447 \cdot 10^{-3} = 0,447.$$

Опорожнение скважины при подъеме бурильной колонны может служить самостоятельной причиной возникновения проявления и в сочетании с другими факторами.

Условие возникновения газопроявления при подъеме труб из скважины выражается неравенством

$$P_{\text{ст}} - P_{\theta} - \Delta P_{\text{ст}} - Pgh < P_{\text{пл}},$$

где $P_{\text{ст}}$ – гидростатическое давление, создаваемое столбом бурового раствора; $\Delta P_{\text{ст}}$ – снижение статического давления в неподвижном буровом растворе.

Объем бурового раствора для долива скважины определяется исходя из объема поднятых труб с учетом объемов разлитого при подъеме раствора и налипшего на стенках труб.

Далее, в главе 6, приведен расчетный объем бурового раствора для долива скважины при подъеме по объему металла бурильной колонны. Периодичность долива скважины зависит от конкретных геолого-технических условий бурения.

Ликвидация возникшего флюидопроявления состоит в удалении из скважины поступившего в нее флюида. Первоначальная информация о виде поступившего в скважину флюида может быть получена путем использования показаний манометров на выкидной линии превенторов и стояке.

Для инженерных расчетов удобны формулы, полученные без учета структурных свойств бурового раствора:

- для оценки пластового давления на забое

$$P_{\text{пл}} = P_y + \rho gh;$$

- для оценки плотности флюида

$$\rho_{\text{ф}} = \rho_{\text{бр}} - (P_y - P_n) / gh_{\text{ф}}, \quad (4)$$

где P_y – давление на устье скважины в затрубном пространстве;

P_n – давление в нагнетательной линии насосов;

$h_{\text{ф}}$ – длина столба флюида, которую находят по объему поступившего в скважину флюида, равному объему вытесненного бурового раствора, и по площади сечения кольцевого зазора.

Считается, что при $\rho_{\text{ф}} = 1080 \dots 1200 \text{ кг/м}^3$ в скважину поступила пластовая вода, а при $\rho_{\text{ф}} < 360 \text{ кг/м}^3$ – газ. В случае $\rho_{\text{ф}} = 360 \dots 1080 \text{ кг/м}^3$ возможно поступление нефти с газом, нефти, воды с газом.

Пример № 10

Оценить вид флюида, поступившего в скважину. Исходные данные: диаметр скважины в открытом стволе 200 мм; бурильная колонна состоит из УБТ диаметром 146 мм, длиной 180 м и бурильных труб диаметром 127 мм; плотность бурового раствора $\rho_{\text{бр}} = 1490 \text{ кг/м}^3$; объем поступившего флюида $4,4 \text{ м}^3$; давление на устье в кольцевом пространстве $P_y = 9 \text{ МПа}$, а в трубах $5,4 \text{ МПа}$; глубина скважины в начале проявления 3100 м; глубина спуска 219-миллиметровой промежуточной колонны 2200 м (открытый ствол $3100 - 2200 = 900 \text{ м}$)

Решение: объем (м^3) кольцевого пространства между УБТ и открытым стволом

$$V_{\text{к(УБТ)}} = \frac{3,14}{4(0,2^2 - 0,146^2)180} = 2,64.$$

Поскольку объем поступившего флюида больше объема кольцевого пространства в интервале УБТ и открытого ствола ($4,4 > 6,2$), высота столба поступившего флюида (м)

$$h_{\phi} = 180 + \frac{4,4 - 2,64}{0,0187} = 274,1.$$

где 0,0187 – площадь сечения кольцевого пространства между бурильными трубами и открытым стволом ($S = 3,14/4(0,2^2 - 0,127^2) = 0,0187 \text{ м}^2$).

Тогда по формуле (4) находим плотность поступившего флюида (кг/м^3)

$$\rho_{\phi} = 1490 - \frac{(9,0 - 5,4)10^6}{9,81 \cdot 274,1} = 151,2.$$

Поскольку $\rho_{\phi} < 360 \text{ кг/м}^3$, можно считать, что в скважину поступил газ. Для окончательной оценки вида флюида следует воспользоваться дополнительной информацией, например показаниями газокаротажа.

Для глушения флюидопроявления наиболее распространен метод ожидания и утяжеления, когда для приготовления бурового раствора для глушения (утяжеления раствора) требуется определенное время (время ожидания). Метод использует один цикл циркуляции для удаления флюидов и глушения скважины. При этом утяжеленный буровой раствор закачивают при определенной пониженной подаче насоса и регистрируют общее давление на стояке

$$P_{\Sigma} = P_{\text{бт}} + P_{\text{с1}},$$

где $P_{\text{бт}}$ – статическое давление в бурильных трубах при закрытом устье;

$P_{\text{с1}}$ – давление циркуляции.

Подачу бурового насоса поддерживают постоянной до тех пор, пока буровой раствор глушения не заполнит бурильные трубы. При этом давление в бурильных трубах снижается от P_{Σ} в начале цир-

куляции до $P_{с2}$, когда раствор глушения достигает долота (регулировкой штуцера давление $P_{с2}$ поддерживают постоянным, пока раствор глушения не заполнит затрубное пространство и не выйдет на устье). Метод рассмотрим на примере.

Пример № 11

После обнаружения флюидопроявления в 215,9 мм скважине глубиной 3048 м и закрытия ее были зарегистрированы следующие значения давления: в бурильных трубах $P_{БТ} = 1,38$ МПа; в кольцевом пространстве $P_{кп} = 2,76$ МПа. В скважину на глубину 2621 м спущена обсадная колонна диаметром 244,5 мм (из труб из стали группы прочности N-80 весом 648 Н/м) и внутренним диаметром 222,4 мм. Прочность обсадной колонны на разрыв от внутреннего давления для труб из стали группы прочности N-80 составляет 40,86 МПа. Бурильная колонна включает: УБТ наружным и внутренним диаметрами 127 и 108,6 мм, весом 290 Н/м. Давление циркуляции 13,78 МПа при числе ходов $n_x = 60$ ходов/мин и 3,44 МПа при $n_x = 30$ ходов/мин; плотность бурового раствора $\rho_{бр} = 1200$ кг/м³. При каждом ходе поршня подача насоса составляет $Q_{n_{x=1}} = 0,0159$ м³.

Определить следующие параметры: объемы бурильных труб и УБТ, кольцевого пространства; максимально допустимое давление в обсадной колонне; пластовое давление; плотность раствора глушения; давление на стояке в начале циркуляции утяжеленного раствора; конечное давление циркуляции на стояке; время, требуемое для замены содержимого бурильных труб на раствор глушения (время одного цикла); время, необходимое для замены содержимого скважины на раствор глушения; общее число необходимых ходов поршня при условии, что подача насоса составляет 15,9 л на ход поршня.

Решение:

Длина бурильных труб:

$$3048 - 152 = 2896 \text{ м.}$$

Объем бурильных труб

$$V_{\text{БТ}} = \frac{\pi d_{\text{БТ}}^2}{4} l_{\text{БТ}} = \frac{3,14 \cdot 0,1086^2}{4} 2896 = 26,81 \text{ м}^3.$$

Объем УБТ

$$V_{\text{УБТ}} = \frac{\pi d_{\text{УБТ}}^2}{4} l_{\text{УБТ}} = \frac{3,14 \cdot 0,076^2}{4} 152,4 = 0,69 \text{ м}^3.$$

Общий объем бурильной колонны

$$V_{\Sigma} = V_{\text{БТ}} + V_{\text{УБТ}} = 26,81 + 0,69 = 27,5 \text{ м}^3.$$

Общий объем кольцевого пространства

$$V_{\Sigma(\text{кп})} = \frac{3,14(0,2224^2 - 0,127^2)}{4} + \frac{3,14(0,2159^2 - 0,127^2)}{4} 274 + \\ + \frac{3,14(0,2159^2 - 0,203^2)}{4} 152 = 76,26 \text{ м}^3.$$

Для дополнительной безопасности максимальное давление в обсадной колонне при закрытом устье не должно превышать 85%-ного давления разрыва труб от внутреннего давления, т.е. максимальное допустимое давление в обсадной колонне (МПа)

$$[P_{\text{о.к}}] = 0,85 \cdot 40,86 = 34,73.$$

Поскольку $P_{\text{кп}} \ll [P_{\text{о.к}}]$ ($2,76 \ll 34,73$), скважина может быть закрыта без разрыва обсадной колонны (расчет выполнен без учета наружного давления на обсадную колонну).

Пластовое давление (МПа) определяется из выражения

$$P_{\text{пл}} = P_{\text{БТ}} + P_{\Gamma} = 1,38 \cdot 10^6 + 9,81 \cdot 1200 \cdot 3048 = 37,26.$$

Плотность бурового раствора, необходимая для уравнивания пластового давления (плотность раствора глушения), (кг/м^3)

$$\rho_{\text{бр(гп)}} = \frac{P_{\text{пл}}}{gH} = \frac{37,26 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 3048} = 1250.$$

С учетом некоторого запаса плотности, который в зарубежной практике рекомендуется принимать примерно 50 кг/м^3 ,

$$\rho_{\text{бр(гп)}} = 1250 + 50 = 1300 \text{ кг/м}^3.$$

Давление на стояке в начале циркуляции (МПа)

$$P_{\text{БТ}} + P_{\text{сл}} = 1,38 + 3,44 = 4,82.$$

Начальное давление циркуляции (МПа) при $\rho_{\text{бр}} = 1300 \text{ кг/м}^3$

$$\frac{P_{\text{сл}} \rho_{\text{бр(гп)}}}{\rho_{\text{бр}}} = 3,44 \left(\frac{1300}{1200} \right) = 3,73.$$

Время заполнения бурильных труб (мин) утяжеленным буровым раствором

$$t_1 = \frac{V_{\Sigma(\text{БК})}}{n_x \cdot Q n_{x=1}} = \frac{27,55}{30 \cdot 0,0159} = 57,7.$$

Общее время, необходимое для замены бурового раствора в скважине (мин),

$$t_{\Sigma} = \frac{V_{\text{с}}}{Q} = \frac{V_{\Sigma(\text{БК})} + V_{\Sigma(\text{КП})}}{Q} = \frac{27,5 + 76,26}{30 \cdot 0,0159} = 217,5 \approx 218.$$

Вывод. Через 218 мин раствор глушения должен полностью заполнить скважину, а значения $P_{\text{БТ}}$ и $P_{\text{нп}}$ будут равны 0, когда насосы отключены.

Общее число ходов поршня, необходимых для полной замены содержимого скважины на раствор глушения,

$$n_x = \frac{V_{\Sigma(\text{БК})} + V_{\Sigma(\text{КП})}}{Q n_{x=1}} = \frac{27,55 + 76,26}{0,0159} = 6526.$$

6. НЕКОТОРЫЕ СПРАВОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ И ДАННЫЕ ДЛЯ ПРАКТИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

В табл. 27 приеден расчетный объем металла 1000 м бурильных труб.

Таблица 27

Расчетный объем металла 1000 м бурильных труб

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Объем, м ³	Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Объем, м ³
Трубы бурильные стальные ТБВ, ТБН, ТБВК, ТНБК			Трубы бурильные стальные с приваренными замками ТБПВТ		
101,6	7,0	2,39	114,3	7,0	2,8
	8,0	2,66		8,0	3,1
	9,0	2,92		9,0	3,4
	10,0	3,19		10,0	3,7
114,3	7,0	2,66	127,0	7,0	3,2
	8,0	3,19		8,0	3,5
	9,0	3,45		9,0	3,8
	10,0	3,73		10,0	4,2
	11,0	3,99	Алюминиевые бурильные трубы с замками		
127,0	7,0	3,10	114,0	10,0	3,6
	8,0	3,46	129,0	9,0	3,8
	9,0	3,99		11,0	4,5
	10,0	4,26	147,0	9,0	4,5
139,7	8,0	3,99		11,0	5,2
	9,0	4,26		13,0	6,0
	10,0	4,78		15,0	6,7
	11,0	5,05		17,0	7,3
	12,0	5,63			
	13,5	6,13			

В табл. 28 приведен расчетный объем металла 100 м УБТ.

Таблица 28

Расчетный объем металла 100 м УБТ

Шифр УБТ	Внутренний диаметр УБТ, мм	Объем, м ³	Шифр УБТ	Внутренний диаметр УБТ, мм	Объем, м ³
УБТ-146	74	1,24	УБТС1-178	80	1,99
УБТ-178	90	1,85	УБТС2-178		
УБТ-203	100	2,46	УБТС1-203	80	2,73
УБТ-219	112	2,87	УБТС2-203		
УБТ-245	135	3,41	УБТС1-229	90	3,48
УБТС1-120	64	0,81	УБТС2-229		
УБТС2-133	64	1,07	УБТС1-254	100	4,28
УБТС1-146	68	1,31	УБТС1-273	100	5,07
УБТС2-146			УБТС1-299	100	6,24

В табл. 29 приведены предельные растягивающие нагрузки для стальных бурильных труб.

Таблица 29

Предельные (соответствующие пределу текучести)
растягивающие нагрузки для стальных бурильных труб
(ГОСТ Р 50278–92)

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Растягивающая нагрузка, кН (при $M_k = 0$)				
		Д	Е	Л	М	Р
114,3	8,6	1082	1476	1870	2070	2656
	10,9	1342	1830	2320	2564	3293
127,0	9,2	1290	1760	2230	2465	3166
	12,7	1728	2358	2907	3300	4240
139,7	9,2	1430	1950	2470	2730	3508
	10,5	1615	2203	2792	3086	3964

В табл. 30 приведены предельные крутящие моменты для стальных бурильных труб.

Таблица 30

Предельные (соответствующие пределу текучести)
крутящие моменты для стальных бурильных труб
(ГОСТ Р 50278–92)

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Растягивающая нагрузка, кН (при $Q_p = 0$)				
		Д	Е	Л	М	Р
114,3	8,6	30 724	41 940	53 100	58 690	75 390
	10,9	36 616	49 950	63 280	69 950	89 850
127,0	9,2	40 926	55 830	70 730	78 180	100 420
	12,7	51 930	70 835	89 744	99 200	127 420
139,7	9,2	50 525	68 920	87 320	96 520	123 980
	10,5	56 050	76 460	96 870	107 070	137 540

В табл. 31 приведены предельные осевые растягивающие нагрузки в клиновом захвате.

Таблица 31

Предельные (соответствующие пределу текучести)
осевые растягивающие нагрузки (кН) в клиновом захвате на бурильные трубы по ГОСТ Р 50278–92 или стандарту АНИ для клина длиной 400 мм при коэффициенте охвата $C = 1$

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности/ марка стали				
		Д	Е/ E-75	Л/ X-95	М/ G-105	Р/ S-135
114,3	8,56	926	1260	1598	1765	2270
	10,92	1160	1577	1999	2208	2840
127,0	9,19	1091	1484	1881	2078	2672
	12,70	1469	1998	2533	2798	3599
139,7	9,17	1186	1613	2045	2259	2905
	10,54	1351	1830	2330	2574	3310
152,4	8,23	–	1571	1992	2200	2829
	9,65	–	1828	2316	2559	3291
168,3	8,38	–	1740	2205	2436	3133

В табл. 32 приведены значения предельного внутреннего давления для стальных бурильных труб.

Таблица 32

Предельное внутреннее давление для стальных бурильных труб
(ГОСТ Р 50278–92)

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Растягивающая нагрузка, кН				
		Д	Е	Л	М	Р
114,3	8,6	42,48	55,92	88,33	95,35	122,6
	10,9	58,00	77,70	109,4	120,9	155,4
127,0	9,2	40,32	52,78	83,09	91,82	118,00
	12,7	61,41	82,00	114,70	126,7	162,9
139,7	9,2	34,92	45,32	75,54	83,48	107,3
	10,5	42,48	55,92	86,23	95,26	122,4

В табл. 33 приведены значения предельного наружного давления для стальных бурильных труб.

Таблица 33

Предельное наружное давление для стальных бурильных труб
(ГОСТ Р 50278–92)

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Растягивающая нагрузка, кН				
		Д	Е	Л	М	Р
114,3	8,6	42,48	55,92	68,08	73,58	87,9
	10,9	58,00	77,70	96,73	105,9	131,70
127,0	9,2	40,32	52,78	63,96	68,96	81,52
	12,7	61,41	82,00	103,1	113,00	141,40
139,7	9,2	34,92	45,32	53,96	57,68	66,71
	10,5	42,48	55,92	68,00	73,48	87,70

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Курочкин Б.М. Техника и технология ликвидации осложненных при бурении и капитальном ремонте скважин / ОАО «ВНИИО-ЭНГ» – М., 2007. – Ч. 1. – 598 с.
2. Кашников Ю.Л., Ашихмин С.Г. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. – М.: Недра, 2007.
3. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие для вузов / ООО «Недра-Бизнесцентр». – М., 2000. – 677 с.
4. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Никитин Б.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин: справ. пособие / под ред. А.Г. Калинина. – М.: Недра, 2000. – 489 с.
5. Ашрафьян М.О. Технология разобщения пластов в осложненных условиях. – М.: Недра, 1989. – 228 с.
6. Пустовойтенко И.П., Сельващук А.П. Справочник мастера по сложным буровым работам. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1983. – 248 с.
7. Долгих Л.Н. Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие [Электронный ресурс]. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2009. – 1 электрон. опт. диск.
8. Пустовойтенко И.П., Сельващук А.П. Краткий справочник мастера по сложным буровым работам. – М.: Недра, 1971. – 232 с.
9. Ясов В.Г., Иысюк М.А. Осложнения в бурении: справ. пособие. – М.: Недра, 1991. – 334 с.
10. Справочник инженера по бурению: в 2 т. / под ред. В.И. Мищевича, Н.А. Сидорова. – М.: Недра, 1973. – Т. 2. – 376 с.
11. Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1984. – 229 с.
12. Булатов А.И., Долгов С.В. Спутник буровика: справ. пособие: в 2 кн. / ООО «Недра-Бизнесцентр». – М., 2006. – Кн. 1. – 379 с.
13. Булатов А.И., Долгов С.В. Спутник буровика: справ. пособие: в 2 кн. / ООО «Недра-Бизнесцентр». – М., 2006. – Кн. 2. – 534 с.

14. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие для вузов / ООО «Недра-Бизнесцентр». – М., 2002. – 632 с.
15. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в осложненных условиях: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1987. – 269 с.
16. Литвиненко В.С., Калинин А.Г. Основы бурения нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2009. – 544 с. – (Сер. Золотой фонд Российской нефтегазовой литературы.)
17. РД 39-013–90. Инструкция по эксплуатации бурильных труб. – Куйбышев, 1990.
18. Осипо П.Ф. Расчет бурильных колонн: учеб. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2008. – 93 с.
19. Элияшевский И.В., Сторонский М.Н., Орсуляк Я.М. Типовые задачи и расчеты в бурении: учеб. пособие для техникумов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1982. – 296 с.
20. Бабаян Э.В. Технология управления скважиной при газонефтеводопроявлениях. – Краснодар: Совет. Кубань, 2006. – 154 с.
21. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1978. – 465 с.
22. Абатуров В.Г. Бурение в сложных геологических условиях: курс лекций / Ин-т нефти и газа ТюмГНГУ. – Тюмень, 2003.
23. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности – СПб.: БиС, 2003.
24. Крылов В.И. Изоляция поглощающих пластов в глубоких скважинах. – М.: Недра, 1998. – 304 с.
25. Подгорнов М.И., Пустовойтенко И.П. Ловильный инструмент: учеб. пособие для рабочих. – М.: Недра, 1984. – 148 с.
26. Шевцов В.Д. Предупреждение газопроявлений и выбросов при бурении глубоких скважин. – М.: Недра, 1988. – 200 с.
27. Кемп Г. Ловильные работы в нефтяных скважинах. Техника и технологи / пер. с англ. Г.П. Шульженко. – М.: Недра, 1990. – 96 с.
28. Логанов Ю.Д., Соболевский В.В., Симонов В.М. Открытые фонтаны и борьба с ними: справ. – М.: Недра, 1991. – 189 с.

29. Блохин О.А., Иогансен К.В., Рымчук Д.В. Предупреждение возникновения и безопасная ликвидация открытых газовых фонтанов. – М.: Недра, 1991.

30. Иванов В.М. Предупреждение аварий при бурении глубоких скважин на нефть и газ: учеб. пособие / Учеб.-метод. кабинет МПР РФ. – 2 изд. – М., 1998.

Учебное издание

Предеин Александр Павлович

**ОСЛОЖНЕНИЯ И АВАРИИ
ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

Учебное пособие

Редактор и корректор *Е.Б. Денисова*

Подписано в печать 22.12.2014. Формат 60×90/16.

Усл. печ. л. 24,0. Тираж 100 экз. Заказ № 248/2014.

Издательство

Пермского национального исследовательского
политехнического университета.

Адрес: 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29, к. 113.

Тел. (342) 219-80-33.